МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ОАО «ТАТНЕФТЬ»

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Том I

Академия наук РТ
Казань 2007

УДК 553.98
ББК 33.35
Г36

Научный редактор, научный руководитель: акад. АН РТ, докт. геол.-мин. наук, проф. ***Р.Х. Муслимов***

Авторы: *Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Б. Хисамов, Л.М. Миронова, Н.С. Гатиятуллин, В.В. Ананьев, В.М. Смелков, Р.К. Тухватуллин, Б.В. Успенский, И.Н. Плотникова, Е.Д. Войтович*

Рецензенты: докт. геол.-мин. наук, профессор *Д.В. Булыгин*,
докт. геол.-мин. наук, профессор *В.Е. Гавура,*
главный эксперт ФГУ «Экспертнефтегаз», канд. геол.-мин. наук *В.Ф. Базив*

Г36 **Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений** / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. – В 2-х томах. – Т.1. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 316 с.
ISBN 978-5-9690-00078-0

В монографии, подготовленной коллективом авторов, дана систематизация накопленного фактического материала по геологии и разработке нефтяных месторождений Республики Татарстан, необходимая для решения теоретических и практических задач нефтяной и нефтепромысловой геологии, повышения квалификации геологов, разработчиков и других специалистов нефтяной промышленности.

В первом томе монографии отражены вопросы геологического строения, нефтегазоносности и геологических основ разработки нефтяных месторождений Республики Татарстан, а также приведены данные справочного и аналитического характера о геологическом строении и разработке высокопродуктивных месторождений Республики Татарстан.

Во втором томе в систематизированном виде приводятся данные о геологическом строении и состоянии разработки всех нефтяных месторождений Республики Татарстан с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Особое внимание в монографии уделено вопросам детального геолого-промыслового описания пластов эксплуатируемых месторождений и методам повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Монография может быть использована как справочное пособие для специалистов нефтяных и газовых компаний для решения целого ряда задач регионального и локального прогноза нефтегазоносности, разведки и разработки нефтяных месторождений, а также задач геолого-промыслового характера.

Книга представляет интерес для студентов, магистрантов и аспирантов, обучающихся по специальностям «Геология нефти и газа», «Геология и геохимия горючих ископаемых», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а также для специалистов других смежных профессий.

ISBN 978-5-9690-00078-0

© Издательство «Фэн» АН РТ, 2007
© Коллектив авторов, 2007
© Оригинал-макет ООО «Слово», 2007

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 7

Раздел I. Геологическое строение и нефтеносность Республики Татарстан

Глава 1. История поисков и разведки нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (**Н.С.Гатиятуллин**) 9

Глава 2. Тектоника осадочного чехла (**Е.Д.Войтович**). 20

2.1. Тектоника осадочного чехла 20

2.1.1. Тектоническое районирование 25

2.1.2. Современное тектоническое строение 30

2.1.3. Основные этапы тектонического развития 45

Глава 3. Стратиграфия палеозойских отложений (**В.М.Смелков, Р.К.Тухватуллин**) 52

Глава 4. Нефтегазоносность палеозойских отложений Татарстана (**В.М.Смелков, Р.К.Тухватуллин, Б.В.Успенский**) 66

4.1. Нефтегазоносные и битумоносные комплексы, типы залежей и закономерности их пространственного размещения 66

4.2. Типовые разрезы основных продуктивных горизонтов палеозоя 76

4.3. Геохимическая характеристика разреза 78

4.4. Физико-химические свойства нефтей и закономерности их изменения 92

Глава 5. Гидрогеологическая характеристика разреза (**В.В.Ананьев**) 98

5.1. Зона активного водообмена 98

5.2. Зона замедленного водообмена 100

5.3. Зона затрудненного водообмена 100

5.4. Гидрогеологические показатели нефтеносности 102

5.5. Геотермическая характеристика гидродинамических зон 103

5.6. Деление разреза на зоны по гидрохимическим показателям 103

Глава 6. Оценка перспектив нефтегазобитумоносности, направления дальнейших нефтепоисковых работ и проблемы освоения нетрадиционных объектов **(Р.Х.Муслимов, Б.В.Успенский, Н.С.Гатиятуллин, И.Н.Плотникова)** 105

6.1. Перспективы нефтегазоносности и направления ГРР в отложениях девона и карбона 105

6.2. Проблемы освоения нетрадиционных залежей углеводородного сырья 117

6.2.1. Способы извлечения углеводородного сырья из битумоносных пород..... 123

6.3. Перспективы нефтепоисковых работ в рифей-вендских отложениях 132

6.4. Геология, нефтегазоносность и оценка роли кристаллического фундамента в формировании и постоянной подпитке месторождений углеводородов в осадочном чехле **(Р.Х.Муслимов, И.Н.Плотникова)** 139

6.4.1. Геологическое строение кристаллического фундамента Татарстана 139

6.4.2. Проблемы нефтегазоносности и оценка роли кристаллического фундамента в формировании, переформировании и подпитке (возобновлении) залежей нефти и газа в осадочном чехле 144

Раздел II. Геологические основы разработки нефтяных месторождений

Глава 7. Геолого-промысловые классификации месторождений и залежей нефти (**Р.Х.Муслимов**) 166

7.1. Геолого-промысловая классификация нефтяных месторождений по характеру распределения и неоднородности залежей нефти по площади и разрезу ... 166

7.2. Геолого-промысловая классификация залежей нефти по обобщающему критерию – структуре запасов 169

7.3. Геолого-промысловая классификация нефтяных месторождений по обобщающему критерию структуре запасов 171

Глава 8. Совершенствование принципов разработки нефтяных месторождений (**Р.Х.Муслимов**) 174

8.1. Особенности геологического строения и разработки высокопродуктивных месторождений 174

8.1.1. Разведка и подготовка к разработке высокопродуктивных месторождений 175

8.1.2. Системы разработки высокопродуктивных месторождений 177

8.2. Особенности разведки, подготовки к освоению и разработке малоэффективных нефтяных месторождений 179

8.2.1. Разведка и подготовка к эксплуатации малоэффективных месторождений нефти 180

8.2.2. Особенности геологического строения и разработки малоэффективных месторождений нефти 182

8.3. Особенности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии 189

8.3.1. Стадии разработки нефтяных месторождений 189

8.3.2. Особенности разработки месторождений на поздней стадии 189

Глава 9. Современные методы повышения нефтеизвлечения и геолого-физические критерии их применения (**Р.Х.Муслимов**) 198

9.1. Характеристика современных гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения и геолого-физические критерии их применения 203

9.1.1. Нестационарное (циклическое) заводнение (НЗ) с переменой направления фильтрационных потоков жидкости в пласте 203
9.1.2. Ввод недренируемых запасов 205
9.1.3. Форсированный отбор жидкости (ФОЖ) .. 206
9.1.4. Геолого-физические методы 212
9.2. Характеристика современных третичных методов увеличения нефтеизвлечения и геолого-физические критерии их применения 217
9.2.1. Физико-химические МУН 218
9.2.2. Физические методы 224
9.2.3. Тепловые МУН 225
9.2.4. Газовые и водогазовые методы 230
9.2.5. Микробиологические МУН 231
9.2.6. Рудничные методы добычи нефти 232

Раздел III. Геологическое строение и разработка нефтяных месторождений РТ

Глава 10. Высокопродуктивные нефтяные месторождения (**Р.Х.Муслимов, Р.Г.Абдулмазитов, Р.Б.Хисамов, Л.М.Миронова**) 235
10.1. Ромашкинское нефтяное месторождение 235
10.1.1. Геологическое строение и нефтеносность Ромашкинского нефтяного месторождения 236
10.1.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных горизонтов Ромашкинского нефтяного месторождения 243
10.1.3. Текущее состояние разработки Ромашкинского нефтяного месторождения 250
10.1.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Ромашкинского нефтяного месторождения 252
10.1.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Ромашкинского нефтяного месторождения 252
10.2. Бавлинское нефтяное месторождение 255
10.2.1. Геологическое строение и нефтеносность Бавлинского нефтяного месторождения 255
10.2.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных горизонтов Бавлинского нефтяного месторождения . 260
10.2.3. Текущее состояние разработки Бавлинского нефтяного месторождения 265
10.2.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Бавлинского нефтяного месторождения 266
10.2.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Бавлинского нефтяного месторождения 267
10.3. Ново-Елховское нефтяное месторождение 268
10.3.1. Геологическое строение и нефтеносность Ново-Елховского нефтяного месторождения 268
10.3.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных горизонтов Ново-Елховского нефтяного месторождения 289
10.3.3. Текущее состояние разработки Ново-Елховского нефтяного месторождения 291
10.3.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Ново-Елховского нефтяного месторождения 292
10.3.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Ново-Елховского нефтяного месторождения 293
10.4. Бондюжское нефтяное месторождение 294
10.4.1. Геологическое строение и нефтеносность Бондюжского нефтяного месторождения 294
10.4.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных пластов Бондюжского нефтяного месторождения 298
10.4.3. Текущее состояние разработки Бондюжского нефтяного месторождения 299
10.4.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Бондюжского нефтяного месторождения 300
10.4.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Бондюжского нефтяного месторождения 300
10.5. Первомайское нефтяное месторождение 301
10.5.1. Геологическое строение и нефтеносность Первомайского нефтяного месторождения 301
10.5.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных горизонтов Первомайского нефтяного месторождения 304
10.5.3. Текущее состояние разработки Первомайского нефтяного месторождения 306
10.5.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Первомайского нефтяного месторождения 307
10.5.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Первомайского нефтяного месторождения 307
10.6. Сабанчинское нефтяное месторождение 308
10.6.1. Геологическое строение и нефтеносность Сабанчинского нефтяного месторождения 308
10.6.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных горизонтов Сабанчинского нефтяного месторождения 311
10.6.3. Текущее состояние разработки Сабанчинского нефтяного месторождения 312
10.6.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Сабанчинского нефтяного месторождения 313
10.6.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Сабанчинского нефтяного месторождения 313

АББРЕВИАТУРА К МОНОГРАФИИ
«Нефтегазоносность РТ», Муслимов Р.Х. и др.

АВПД – аномально высокое пластовое давление,
АЗН – активные запасы нефти,
АКЦ – акустический цементомер,
АНПД – аномально низкое пластовое давление,
АСК – алкилированная серная кислота,
АСКУ-ВП – автоматизированная система контроля и управления выработкой пласта,
АСПО – асфальто-смолистые и парафиновые отложения,
БГС – боковой горизонтальный ствол,
БКЗ – боковое каротажное зондирование,
БЭЗ – боковое электрическое зондирование,
ВВГ – влажное внутрипластовое горение,
ВВН – высоковязкие нефти,
ВН – вязкие нефти,
ВВО – водовоздушное отношение,
ВВФ – водовоздушный фактор,
ВГВ – вытеснение нефти горячей водой,
ВДС – волокнисто-дисперсные системы,
ВИНК – вертикально-интегрированная нефтяная компания,
ВИР – водоизоляционные работы,
ВМСБ – воспроизводство минерально-сырьевой базы,
ВНЗ – водонефтяная зона,
ВНК – водонефтяной контакт,
ВНФ – водонефтяной фактор,
ВПК – высокопористый коллектор,
ВС –вертикальные скважины,
ВУС – вязко-упругие системы,
ГБ – горизонтальное бурение,
ГВК – газо-водяной контакт,
ГГК – гамма-гамма каротаж,
ГГКП - гамма-гамма каротаж плотностей,
ГДИ(С) – глубинные дистанционные исследования,
ГИС – геофизические исследования скважин,
ГК – гамма-каротаж,
ГКЗ – государственная комиссия по запасам,
ГМУН – гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи,
ГНК – газонефтяной контакт,
ГС – горизонтальные скважины,
ГТМ – геолого-технические мероприятия,
ГТНИ – горизонтальные технологии нефтеизвлечения,
ГФМ – геолого-физические методы,
ГРП – гидравлический разрыв пласта,
ГРР – геологоразведочные работы,
ГСКО – глубокая солянокислотная обработка,
ИГН – импульсный генератор нейтронов,
ИК – индукционный каротаж,
ИП – испытатель пластов на кабеле,
ИПТ – испытатель пластов (трубный),
ИКНН – искусственный каверно-накопитель нефти,
ИНК – импульсный нейтронный каротаж,
ИНГМ– импульсный нейтронный гамма-метод,
ИННМ – импульсный нейтрон-нейтронный метод,
ИНФП – изменение направления фильтрационных потоков,
КВД – кривая восстановления давления,
КВУ – кривая восстановления уровня,
КВЧ – количество взвешенных частиц,
КДС – коллоидно-дисперсная система,
КИН – коэффициент извлечения нефти,
КНО – коэффициент нефтеотдачи,
КПД – кривая падения давления,
КТР – комплексные технологии разработки,
КГТУ – Казанский государственный технологический университет (КХТИ),
ККС – Камско-Кинельская система,
КТРКК – комплексная технология разработки карбонатных коллекторов,
КТРТК – комплексная технология разработки терригенных коллекторов,
КТРТКВН – комплексная технология разработки терригенных коллекторов с высоковязкой нефтью,
МВН – маловязкая нефть,
МЗС – многозабойные скважины,
МНК – малая нефтяная компания,
МОГТ – метод общей глубинной точки,
МПР – Министерство природных ресурсов,
МПДС – модифицированные полимер-дисперсные системы,
МПНП – методы повышения нефтеотдачи пластов,
МУН – методы увеличения нефтеотдачи,
НБЗ – начальные балансовые запасы,
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых,
НДС – напряженно-деформированное состояние,
НЗ – нестационарное заводнение,
НГК – нейтронный гамма-каротаж,
НГМ – нейтронный гамма-метод,
НГП – нефтегазоносная провинция,
НИЗ – начальные извлекаемые запасы,
НИР – научно-исследовательские работы,
НК – нефтяная компания,
НКЭ – нефтекислотная эмульсия,
ННК – независимая нефтяная компания,
НПК – низкопроницаемый коллектор,
НПР – начальные потенциальные ресурсы,
НСКО – направленная солянокислотная обработка,
ОВНП – оптимальная выработка нефтяного пласта,
ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы,
ОПР – опытно-промышленные работы,
ОЭ – опытная эксплуатация,
ОЭЦ – оксиэтилцеллюлоза,
ПАА – полиакриламид,
ПБ – природные битумы,

ПГИ – промысловые геофизические исследования,
ПГС – полимерно-гелевые системы,
ПДМ – постоянно действующие модели,
ПДС – полимер-дисперсная система,
ПЗП – призабойная зона пласта,
ПНП – повышение нефтеотдачи пласта,
ПСС – плотность сетки скважин,
ППД – поддержание пластового давления,
ПТВ – паротепловое воздействие на пласт,
ПТОС – пароциклическая термическая обработка скважин,
РГС – разветвленно-горизонтальные скважины,
РД – руководящий документ по проектированию разработки,
РУО – раствор на углеводородной основе,
СГГК – скважинный гидродинамический генератор колебаний,
СНПХ – б.Союзнефтепромхим (бренд реагента),
СКО – солянокислотная обработка,
СОС – структурообразующий состав,
СПГ – силикат-полимерный гель,
СПС – сшитые полимерные системы,
СТА – сульфированный тощий абсорбент,
СТС – Северо-Татарский свод,
СЭП – стационарный электропрогрев пласта,
ТВВ – термоволновое воздействие,
ТГРУ – Татарское геологоразведочное управление,
ТГХВ – термогазохимическое воздействие,
ТЗН – трудноизвлекаемые запасы нефти,
ТНГФ – ОАО «Татнефтегеофизика»,
ТИЗ – текущие извлекаемые запасы,
ТКР – территориальная комиссия по разработке,
ТСР – технологическая схема разработки,
ТЭО КИН – технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти,
ТЭП – технико-экономические показатели,
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы,
УБР – управление буровых работ,
УВ – углеводороды,
УПС – удельная плотность сетки,
ФВД – фильтрационные волны давления,
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства,
ФОЖ – форсированный отбор жидкости,
ФПП – фильтрационные параметры пласта,
ХАВ – химический анализ воды,
ХАН – химический анализ нефти,
ХВ – характеристики вытеснения,
ЦКЗ – центральная комиссия по разработке месторождений горючих ископаемых,
ЭС – экспертные системы,
ЭЦ – эфиры целлюлозы,
ЮТС – Южно-Татарский свод,
ЯМК – ядерно-магнитный каротаж,
ЯМР – ядерно-магнитный резонанс.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Не то, что мните вы, природа:
Не слепок, не бездушный лик –
В ней есть душа, в ней есть свобода,
В ней есть любовь, в ней есть язык…

Ф.Тютчев

«Ничего основанного на словах».

Девиз, принятый на основании одного научного общества

За многолетнюю историю нефтепоисковых работ на территории Татарстана пробурено более 8 млн. м глубоких, разведочных и 7 млн. м мелких структурно-картировочных скважин. Отработано более 142 тыс. пог. км сейсмопрофилей, из которых 104 тыс. км – прогрессивным методом общей глубинной точки (МОГТ) и 2 тыс. км^2 сейсморазведки 3D. Выполнен большой объем работ «легкими» методами полевой геофизики (грави-, магнито- и электроразведки).

Проведенные работы позволили установить промышленную нефтегазоносность 26 и перспективную нефтегазоносность 6 стратиграфических горизонтов, открыть 160 нефтяных месторождений, объединяющих более 2800 залежей, выявить около 150 месторождений природных битумов (ПБ). Установлены основные закономерности размещения и формирования залежей нефти, изучены особенности геологического строения недр, оценены перспективы различных комплексов пород в отдельных районах республики, определены прогнозные и перспективные ресурсы нефти и природных битумов.

Все это позволило создать мощную сырьевую базу в республике и обеспечить высокие темпы развития нефтяной промышленности.

Определяющее значение для развития нефтяной промышленности Татарстана имели три события: открытие в 1943 г. первой промышленной нефти в районе Шугурово, обнаружение девонской нефти в Бавлах в 1946 г. и самое значительное – открытие в 1948 г. большой девонской нефти у села Тимяшево Лениногорского района – супергигантского Ромашкинского месторождения, входящего в первую десятку крупнейших месторождений мира. К этому открытию несколько поколений геологов России шли более 200 лет.

Открытие Ромашкинского месторождения явилось подлинным триумфом геологической науки, продолжившей традиции прогрессивных ученых России и Казанского университета. Месторождение было открыто нефтеразведчиками треста «Татнефтегазразведка». За это открытие группа нефтяников и геологов Татарстана, специалистов центральных научно-исследовательских учреждений и Министерства нефтяной промышленности СССР в 1950г. была удостоена Государственной премии.

Таким образом, беспримерными по настойчивости усилиями геологов и нефтеразведчиков, вопреки утвердившимся ошибочным концепциям, в Татарстане была установлена промышленная нефтеносность недр, по своим, даже первоначальным масштабам превысившая все, что было до этого известно в практике отечественной нефтяной промышленности.

Проведенные в последующие годы геологоразведочные работы позволили установить, что Татарстан является наиболее богатым районом богатейшей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, занимающей обширное пространство между Уралом и Волгой.

Не менее важное значение для развития нефтяной индустрии имело освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении, которое явилось подлинным триумфом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений. Оно позволило коренным образом изменить системы разработки, значительно повысить технико-экономические показатели эксплуатации нефтяных месторождений и с минимальными затратами перестроить топливный баланс страны. Освоение системы внутриконтурного заводнения явилось выдающимся вкладом наших ученых и производственников в отечественную и мировую нефтяную науку. Эти достижения являются гордостью всей нефтяной промышленности России и бывшего СССР, обеспечившей нашей стране самую высокую добычу нефти в мире.

За выдающийся труд «Новая система разработки нефтяных месторождений с применением внутриконтурного заводнения» группа работников объединения «Татнефть» и работников центральных органов и институтов в 1962 г. была удостоена Ленинской премии.

Открытие Ромашкинского месторождения и освоение новой технологии разработки внутриконтурного заводнения создали объективные условия для бурного развития нефтяной промышленности Татарстана. Всей стране известны большие достижения нефтяников Татарстана.

Республика уже в 1953 г. опередила по уровню добычи нефти Самарскую область, в 1955 г. сравнялась со старейшим нефтедобывающим районом – Азербайджаном, а в 1957 г., перешагнув уровень добычи нефти Башкортостана, вышла на первое место в стране, которое удерживала 17 лет. В 1970 г. в Татарстане впервые в отдельном регионе страны был достигнут 100-миллионный уровень добычи нефти, который удерживался в течение 7 лет. В 1972 г. добыт первый, в 1981 г. второй, а в 2007 году и третий миллиард тонн нефти.

По мере исчерпания возможностей выявления крупных месторождений в отложениях девона и карбона геологи, научно обосновав первоочередные направления ГРР, создали методику поисков, разведки и подготовки к разработке мелких месторождений, а затем и новые системы разработки, учитывающие специфику геологии, характеристику трудноизвлекаемых запасов, позволяющие повысить темпы их разработки до уровня высокопродуктивных залежей и в 1.5-2 раза повысить нефтеотдачу.

В Татарстане на основе опробования практически всех имеющихся в мире и создания новых технологий накоплен большой опыт применения современных гидродинамических и третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), позволяющий рентабельно эксплуатировать и с повышением нефтеизвлечения как на действующих высокообводненных, так и на новых малоэффективных месторождениях. В сочетании с широким применением современных методов контроля и регулирования процессов разработки это позволило в конце прошлого столетия остановить 19-летнее падение добычи нефти, стабилизировать, а затем обеспечить ее рост до необходимого республике уровня с удержанием его на длительную (20-30 лет) перспективу.

Добыв 3 млрд.тонн нефти, наши нефтяники научились достаточно эффективно разрабатывать залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти и подготовиться к разработке длительно эксплуатируемых истощенных месторождений. Нефтяники Татарстана оказались подготовленными к эффективной работе в наиболее сложном водном периоде, так называемой поздней стадии, которая пришлась на непростые годы рыночных реформ, предъявляющих большие требования к рентабельной разработке в конкурентных условиях. Это главный итог 64-летней борьбы за добычу 3 млрд.тонн нефти.

За всю историю нефтяной промышленности Татарстана накоплен огромный материал по геологии и разработке нефтяных месторождений, опыт геологических исследований и использования их результатов. Такой материал американцы считают бесценным. И это верно. Добыча нефти может снижаться и повышаться, но этот материал и умение его использовать остаются в активе наших геологов. Это позволит нефтяникам, создавая МУНы более высоких поколений, непрерывно в течение десятилетий увеличивать извлекаемые запасы и обеспечить необходимую добычу нефти. А появление и развитие новых геологических идей, таких как познание роли фундамента осадочных бассейнов в формировании, переформировании, постоянной подпитке (возобновлении) крупнейших месторождений углеводородов, гипотезы о существовании в природе нетрадиционных, гидродинамически изолированных, так называемых реологических залежей, о широком распространении на платформах несоответствия структурных планов различных отложений, вытекающих из представлений о шарьяжно-надвиговом происхождении складчатости, постоянно открываемые залежи в нетрадиционных коллекторах; нетрадиционные объекты освоения – залежи природных битумов и постоянный поиск новых методов повышения нефтеизвлечения, являются гарантией обеспечения региона углеводородным сырьем на сотни лет.

До настоящего времени наиболее полное освещение геологии нефтяных месторождений Татарстана приведено в книгах «Методы поисков и разведки нефтяных залежей в геологических условиях Татарской АССР», изданной Казанским отделением АН СССР в 1956г., Геология нефти (справочник в 2-х томах, выпущенных издательством «Недра» в 1968 г.), много работ, посвященных отдельным вопросам поисков разведки или разработки нефтяных месторождений

За это время на территории республики были проведены большие объемы нефтепоисковых работ, существенно пополнились данные по стратиграфии, тектонике, нефтегазоносности, глубинному строению недр, пробурено много новых скважин, прошедших на значительную мощность рифей-вендские отложения и породы кристаллического фундамента; проведены работы по программе сверхглубокого бурения, позволившие обосновать нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов и его роль в формировании и переформировании месторождений углеводородов осадочного чехла, постоянной подпитке (возобновлении) ресурсов крупнейших эксплуатируемых месторождений. Все это позволило создать современные методы ГРР и сформулировать новую философию и стратегию геологоразведочных работ и разработки нефтяных месторождений.

Особенно большой прогресс достигнут в области разработки нефтяных месторождений в годы рыночных реформ за счет появившихся возможностей доступа отечественных нефтяных компаний к зарубежным техническим достижениям. В этой области мы отставали от Запада на 30-40 лет. Появление новейшей зарубежной техники в сочетании с современными отечественными технологиями, адаптированными к крупнейшим эксплуатируемым месторождениям, дало синергетический эффект. В этом немалая доля того, что добыча нефти в России с 305 млн.т в 1995 г. выросла до 480 млн.т в 2006 г.

Кроме того, в опубликованных работах нет комплексного освещения вопросов геологоразведочных работ на углеводороды, современных методов разработки, контроля и управления процессами нефтевытеснения, повышения нефтеизвлечения, новых геологических идей глубинного поиска углеводородов и наиболее полного использования всего углеводородного потенциала осадочного чехла.

Но самое главное, в опубликованных работах нет полной сводки по геологии и разработке всех нефтяных месторождений. В представляемом читателю труде мы попытались восполнить эти пробелы и дать полную сводку по геологии, поискам, разведке и разработке нефтяных и отчасти битумных месторождений Республики Татарстан.

Периодическая систематизация постоянно накапливающегося фактического материала по геологии и разработке нефтяных месторождений необходима для решения теоретических и практических задач, повышения квалификации геологов, разработчиков и других специалистов нефтяной промышленности, для студентов, магистрантов и аспирантов по специальностям «Геология нефти и газа», «Геология и геохимия горючих ископаемых», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», для других смежных профессий и как справочное пособие для специалистов нефтяных и газовых компаний.

В написании книги принимали участие ведущие специалисты Татарстана, что обеспечило представление материала на современном научном уровне. Потенциально соавторами работы можно считать и других специалистов, работающих над проблемами геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана. Редколлегия благодарна всем авторам данной работы и лицам, обеспечившим ее публикацию: геологам ОАО «Татнефть», специалистам ТатНИПИнефть, геологическим службам ЗАО «Нефтеконсорциум», ННК и ООО «Наука». К сожалению, из-за ограниченности объемов публикации ряд интересных материалов пришлось исключить из изложения. Возможно, этот пробел можно будет исключить в следующей публикации через 15-20 лет. Этот период обещает быть наиболее интересным в геологии и разработке нефтяных месторождений Татарстана. Особенно в вопросах глубинного поиска нефти и возобновления ресурсов действующих крупных нефтяных месторождений за счет подпитки из глубин земли и повышения степени нефтеизвлечения, разработки залежей нефти в нетрадиционных коллекторах и техногенно измененных объектах.

Раздел I. Геологическое строение и нефтеносность Республики Татарстан

Мир не просто удивительнее, чем мы себе представляем, – он удивительнее, чем мы можем себе представить.

Джон Бердои Холдейн

Самое непостижимое в мире – то, что он постижим.

Альберт Эйнштейн

ГЛАВА 1

ИСТОРИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

История – наука будущего.

Константин Кушнер

История ничему не учит, а только наказывает за незнание уроков.

Василий Ключевский

В 1998-1999 гг. большими торжествами отметили две значительные даты в истории поисков и разведки нефти на территории Татарстана: 50-летие со дня открытия девонских залежей крупнейшего Ромашкинского нефтяного месторождения (1948г.) и 60-летие треста «Татнефтегазразведка» (ныне Татарского геологоразведочного управления), внесшего неоценимый вклад в изучение нефтяных богатств республики. Фонтан девонской нефти с суточным дебитом 120 т, полученный в скважине 3 Ромашкино, положил начало исключительно успешному периоду интенсивной разведки недр Татарстана. Широко развернутые геологоразведочные работы вскоре выдвинули республику в число наиболее богатых нефтью районов Волго-Уральской провинции.

К настоящему времени в палеозойских отложениях установлена промышленная нефтеносность 26 стратиграфических горизонтов, открыто свыше 150 нефтяных месторождений, включающих более 3000 залежей. За время разработки месторождений добыто уже 3 млрд.т нефти и свыше 90 млрд.м^3 попутного газа.

Накопленный опыт нефтеразведки, а также разнообразные исследования по геологии и нефтеносности Татарстана обогатили нефтяную науку и внесли значительный вклад в теорию и практику геологоразведочных работ. Именно в годы интенсивного наращивания объемов глубокого поискового бурения в новых районах республики были обоснованы и осуществлены смелые новаторские решения в области методики поисков и разведки нефти, способствовавшие крупным открытиям в девонских отложениях.

В период ускоренного промышленного освоения нефтяных месторождений успешное применение получили также поэтапная разведка залежей и новая методика доразведки крупных и небольших месторождений, основанные на активном использовании данных промысловой геофизики, сейсморазведки и структурного бурения. Предложенный комплекс методических приемов ускорил темпы подготовки нефтяных месторождений к разработке, сократил затраты на доразведку, повысил эффективность эксплуатационного бурения.

Анализ истории открытий и практики геологоразведочных работ показывает, что решающее значение в создании мощной нефтяной базы на территории Татарстана принадлежит двум факторам: богатству недр и применению новой нетрадиционной методики поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений.

Большой вклад в теорию и практику этих исследований внесли геологи треста «Татнефтегазразведка», объединения «Татнефть», «ТатНИПИнефть», объединения «Татнефтегеофизика» и других организаций: А.М.Мельников, С.П.Егоров, М.В.Мальцев, И.А.Шпильман, Ф.А.Бегишев, Б.М.Юсупов, В.И.Троепольский, А.Р.Кинзикеев, А.Г.Салихов, Е.Д.Войтович, П.Д.Павлов, Р.Х.Муслимов, Э.И.Сулейманов, Г.М.Донов, В.А.Лобов, Г.Ф.Бусел, П.И.Лангуев, Р.Н.Валеев, Н.Г.Абдуллин, Н.А.Плотников, Б.В.Семакин, В.П.Степанов, И.А.Ларочкина и другие. Подробные материалы по истории открытия месторождений нефти и природных битумов представлены в книгах А.А.Трофимука, С.Л.Князева, В.И.Троепольского, Р.Х.Муслимова.

Одна из основных проблем нефтяной геологии заключается в обосновании направлений поиска и разведки крупных месторождений нефти. Это связано с тем, что запасы углеводородов, сосредоточенные в небольшом числе крупнейших месторождений, по существу, определяют уровень развития нефтедобывающей промышленности в регионе на многие

годы. Поэтому с открытием первых залежей нефти геологи стремятся ориентировать нефтепоисковые работы на выявление крупнейших нефтескоплений или месторождений-гигантов.

Если обратиться к истории поисков и разведки нефти на территории Татарстана и сравнить ее накопленный нефтяной потенциал с разведанными запасами соседних областей Волго-Уральской провинции, то станет очевидным, что по этому показателю республика занимает первое место. Общие ресурсы углеводородов (нефть, природные битумы) в ее недрах соизмеримы с суммарными запасами других нефтяных регионов Волго-Уральской провинции, вместе взятых. Столь высокая концентрация нефти на сравнительно ограниченной площади объясняется открытием гигантского по размерам Ромашкинского месторождения, ряда других крупных месторождений в девонских отложениях (Ново-Елховское, Бавлинское, Первомайское, Бондюжское), а также высокой плотностью размещения средних и мелких залежей нефти и битумов, выявленных в каменноугольных и пермских продуктивных комплексах на окружающих крупные месторождения территориях.

Геологи еще не располагают знанием всех причин образования месторождений-гигантов, но многие факторы, характеризующие основные черты их геологического строения и размещения, науке известны. Роль и значение литолого-фациальных, структурных, палеотектонических, гидрогеологических, геохимических, генетических и других предпосылок, способствовавших формированию крупнейших месторождений нефти в отдельных районах Урало-Поволжья, освещены в работах К.Б.Аширова, А.А.Бакирова, И.О.Брода, М.И.Варенцова, И.М.Губкина, Н.Д.Кованько, И.П.Лаврушко, С.П.Максимова, А.М.Мельникова, О.М.Мкртчяна, М.Ф.Мирчинка, В.Д.Наливкина, С.Г.Неручева, В.П.Савченко, Ю.А.Пригулы, А.А.Трофимука, В.И.Троепольского, Р.О.Хачатряна и других исследователей.

Однако успех геологоразведочных работ на нефть определялся не только геологическими причинами, но и правильным решением теоретических, методических и технических вопросов, связанных с разработкой методики работ и обоснованием научных основ поисков полезных ископаемых. Поэтому в истории геологического изучения Урало-Поволжья и его составной части – территории Татарстана отмечено несколько этапов, последовательно раскрывающих развитие нефтепоисковых исследований, их эффективность и конечные геологические результаты.

Многочисленные и разнообразные по характеру нефтепроявления и обнажения битуминозных пород были известны в районах Поволжья еще в доисторическую эпоху. В наше время на территории Татарстана их можно наблюдать в бассейне верхнего и среднего течения р.Шешмы (вблизи селений Шугурово, Сутушлы, Сарабикулово, Кармалки и др.), на правом берегу р.Волга (с.Сюкеево), у с.Фиков-Колок и в других местах.

Первые официальные сведения о наличии признаков нефти в Поволжье относятся к 1703 г., когда в первом номере газеты «Ведомости» было напечатано следующее сообщение: «Из Казани пишут. На реке Соку нашли много нефти…». С тех пор эта информация и указанная дата стали точкой отсчета трехсотлетней истории изучения нефтеносности территории Поволжья. С самого начала исследований и до открытия промышленной нефти в пермских (1929 г.), каменноугольных (1934 г.) и девонских (1944 г.) отложениях усилия многих поколений ученых, геологов и практиков нефтяного дела были направлены в основном на изучение поверхностных нефтепроявлений. Накопленная в этот период геологическая информация открыла широкие перспективы ускоренного освоения нефтяных богатств Волго-Камского края.

История поисков и разведки нефти на территории республики тесно связана с развитием нефтепоисковых работ в районах Поволжья и ее можно условно разделить на четыре этапа.

Первый этап (1703-1929 гг.) был наиболее длительным. Для него характерны: изучение поверхностных проявлений нефти, первый опыт ее добычи на естественных обнажениях битуминозных пород и попытки найти промышленную нефть в пермских отложениях. Геологические исследования вначале носили, главным образом, рекогносцировочный и экспедиционный характер. В конце XVIII и 30-х годах XIX столетий впервые описаны выходы асфальтовых пород на Самарской Луке, на р.Кармалке, в бассейнах рр.Сока и Шешмы, у с.Сюкеево на р.Волга и в других местах (Г.Шобер, П.Рычков, И.Лепехин, П.Паллас, Н.Широкшин, А.Гурьев). Большой глубиной и научным подходом отличались исследования А.Р.Гернгроса-2-го (1836) и Г.Д. Романовского (1864), которые пришли к выводу о вторичности поверхностных скоплений асфальта (битумов) и возможной генетической связи пермских битумов с нефтью более глубокозалегающих каменноугольных и девонских отложений. Несколько позже эти взгляды были подтверждены А.А.Штукенбергом (1877) и выдающимся русским геологом А.П.Павловым (1887). Высказанные идеи оказали сильное влияние на формирование научных представлений более поздних исследователей геологии Поволжья и стали служить отправным моментом для правильной ориентации поисков промышленной нефти.

Таким образом, в рассматриваемый период истории пермские битумы приобрели уже важное поисковое значение, но относительно их происхождения высказывались две противоположные точки зрения, имевшие решающее значение в оценке глубинной нефтеносности. Исследователи, считавшие, что основные источники нефти для пермских битумов находятся на глубине (Г.Д.Романовский, А.А.Штукенберг и. др.), выступали за продолжение разведки с помощью глубокого бурения. Сторонники первичного происхождения поверхностных нефтепроявлений в пермских отложениях (В.Г.Ерофеев, С.Н.Никитин) отрицали существование залежей нефти в более глубоких горизонтах и подчеркивали бесперспективность дальнейших поисков.

Систематическое изучение территории Татарстана начато в 1860 г. геологами Казанского университета. В течение 1860-1870 гг. Н.И.Головкинским и его учениками обследованы выходы пород по Волге, Каме, Вятке, Свияге, Казанке и другим рекам. Преемником Н.И.Головкинского стал А.А.Штукенберг, в течение 30 лет (1870-1900 гг.) производивший вместе со своими последователями геологические исследования Прикамья и Поволжья. В частности, в 1888 г. П.И.Кротов, А.В.Лаврский и А.В.Нечаев произвели геологическую съемку всей площади Казанской губернии. Эта работа относится к числу первых сводных трудов, посвященных геологическому строению республики. В начале двадцатого столетия исследования продолжались М.Э.Ноинским. Им и его учениками выполнена геологическая съемка территории Татарстана. М.Э.Ноинскому принадлежит также детальная разработка стратиграфии казанских отложений.

В 60-е и 70-е годы прошлого века пробурено несколько мелких нефтепоисковых скважин (Малакиенко, Шандор и др.), расположенных на востоке республики вблизи селений Нижняя Кармалка, Шугурово и Сарабикулово. Наиболее глубокие из них (205– 354 м) вскрыли нижнепермские известняки, но нефти не встретили. Первые разведочные работы производились кустарными приемами без необходимой геологической

подготовки и, естественно, не дали положительных результатов. Глубины скважин оказались недостаточными для достижения нефтеносных горизонтов. Неудачи поисков нефти на некоторое время охладили интерес нефтепромышленников к проведению буровых работ.

Новые попытки бурения возобновлены в начале прошлого столетия в связи с общим оживлением разведки нефти в разных районах России. На территории Татарстана в 1910-1914 гг. пробурено несколько скважин, в том числе вблизи Сюкеево на р.Волга. Работы проводили английское акционерное общество «Казан Ойл Филд» и русское общество «Демин и К°». Предприниматели начали разработку битуминозных пород, но в связи с первой мировой войной обе эти фирмы прекратили существование. Геологическая информация, полученная из неглубоких скважин, оказалась явно недостаточной для оценки нефтеносности палеозойских отложений в целом.

В первом и втором десятилетиях XX в. ученые продолжали дискуссию о происхождении поверхностных нефтебитумопроявлений и перспективах разведки нефти в глубинных горизонтах палеозоя. Как и в прошлом, состояние этой проблемы характеризовалось наличием двух крайних точек зрения.

Геологи, склонявшиеся к признанию первичной природы битумов в пермских слоях, оценивали возможности дальнейшей разведки нефти отрицательно (Нечаев, Замятин, 1913, и др.). А.В.Нечаев утверждал, что «... пермские отложения области Шешмы и Черемшана жидкой нефти не содержат». К противоположным выводам пришел А.П.Иванов (1904). Этот геолог считал, что происхождение асфальта и битумов в Поволжье из нефти, излившейся через сбросовые трещины, не подлежит сомнению. М.Э.Ноинский (1913) разработал хорошо аргументированную гипотезу о вторичности скоплений битума в верхней части разреза и его проникновении в эти породы в жидком виде снизу, из более глубоких горизонтов по дислокационным трещинам.

После революции в 1918 г. в район Сюкеево с целью оценки имеющихся там признаков нефти и изучения возможностей открытия залежей промышленного значения направлялась специальная геологическая партия под руководством Н.Н.Тихоновича. В Сокско-Шешминский район в тех же целях в 1919 г. командирован известный геолог К.П.Калицкий, придававший универсальное значение гипотезе первичного залегания нефти. Исходя из таких представлений, К.П.Калицкий рассматривал залежи битумов в пермских породах как свидетельство полного разрушения некогда существовавших нефтяных месторождений и считал возможным заложить скважины только в районе Сюкеево, подальше от выходов насыщенных битумом слоев, полагая, что в более погруженных частях тех же пластов возможно присутствие жидкой нефти. Таким образом, практические рекомендации К.П.Калицкого (1920) заключались в том, чтобы производить разведку пермских отложений, так как наличие нефти в более древних слоях им по теоретическим соображениям отрицалось.

Н.Н.Тихонович признавал вторичность Сюкеевского месторождения, но сделал весьма осторожные выводы, подчеркнув, что данных для положительной или отрицательной оценки перспектив нефтеносности районов Среднего Поволжья явно недостаточно.

Совершенно к однозначному, но противоположному заключению пришел И.М.Губкин, посетивший районы Сюкеево и Шешмы в 1919 г. С позиций антиклинальной теории распределения нефтяных залежей И.М.Губкин рассматривал широко развитые в Поволжье поверхностные нефтепроявления как прямое свидетельство наличия нефтяных залежей в недрах, а не как остатки некогда существовавших месторождений.

В 1919-1920 гг. неглубокие поисковые скважины на гудрон и нефть закладывались в районе г.Чистополя, на р.Шешма и у Сюкеевского взвоза на р.Волга. Впервые перед бурением ставилась задача поисков новых нефтяных залежей в глубоких горизонтах палеозоя на куполовидных структурах, намеченных геологическими исследованиями. В Сюкеево работы велись до января 1923 г. Скважина достигла глубины 252 м, но не вскрыла в разрезе перспективных на нефть пластов. Не получили дальнейшего развития попытки переработки битуминозных пород, выходящих на поверхность в районе Сюкеево. По техническим причинам бурение прекращено и в других местах.

Изложенное показывает, что за 200 с лишним лет геологических исследований в Поволжье не были решены ни проблема обнаружения нефти в промышленных количествах на глубине, ни задача практического использования скоплений битумов в пермских отложениях. Поэтому к началу 1923 г. почти все работы по поискам нефти и разведке гудронных песчаников были прекращены.

Большим достижением научной мысли, давшей новый импульс исследованиям, стало разработанное в 20-е годы И.М.Губкиным, А.Д.Архангельским, А.Н.Розановым и их сторонниками теоретическое обоснование необходимости широкого развертывания нефтепоисковых работ на территории Урало-Поволжья. Их выводы по перспективам поисков формулируются примерно в следующем виде:

– большинство известных нефтепроявлений, обнаруженных в районах Поволжья, являются вторичными; их присутствие свидетельствует о наличии нефтяных залежей в более древних слоях;

– все нефтепроявления связаны со сводовыми частями тектонических структур;

– процессы нефтеобразования имели региональный характер, поэтому нефть может быть обнаружена везде, где имеются благоприятные геологические условия.

Блестящим подтверждением взглядов И.М.Губкина и его сторонников стало открытие в 1929 г. промышленной нефти в артинских известняках скважиной у с.Верхне-Чусовские городки на западном склоне Урала, заложенной с целью разведки месторождения калийных солей. Случайность чусовского фонтана нефти не умаляет его значения, поскольку подтверждает правильность научных прогнозов многих геологов, обосновывавших необходимость поисков нефти на востоке России. Этим историческим событием, послужившим стимулом для широкого развития поисков нефти на обширных пространствах Урало-Поволжья, завершается первый этап исследований.

Второй этап истории исследований (1930-1943 гг.) ознаменовался становлением в Татарстане теоретической основы методики геологоразведочных работ, поисками нефти в пермских слоях и открытием промышленной нефтеносности в каменноугольных отложениях. К этому времени уже большинство геологов связывало формирование нефтяных месторождений с наличием положительных структурных форм. А.Н.Розанов (1928) справедливо подчеркивал, что задача поисков нефти в Поволжье является задачей самостоятельной, связанной с многочисленными исследованиями, включающими и такую стадию, как систематическое изучение тектоники района. Программой работ стали практические рекомендации А.Д.Архангельского (1929), которые сводились к следующему: первоочередными направлениями для разведки нефти считать Приуральскую полосу, Самарскую Луку, районы Сока и Шешмы. Наряду с поисками нефти в пермских отложениях глубокое бурение вести с заданием разведки каменноугольных и девонских отложений. Эти предложения под-

держал И.М.Губкин и они определили стратегию работ на Самарской Луке и в других районах Поволжья.

Перспективы разведки нефти в девонских пластах высоко оценивались с самого начала освоения Волго-Уральских районов. Проходка большинства скважин, начатых бурением в Приуралье и в Поволжье в 1929-1931 гг., имела задачей пройти не только всю толщу пермских и каменноугольных пород, но и углубиться в отложения девонской системы. Однако после открытия нефтяных залежей в горизонтах перми и карбона все внимание обращалось на разведку этих отложений, в связи с чем изучение нефтеносности девона в течение ряда лет не развивалось.

На территории Татарстана исследования с нефтепоисковыми целями, ориентирующимися на изучение тектонических условий залегания перспективных слоев, начаты в 1930 г. С этого времени они не прекращались и развивались из года в год. Изучение тектонического строения стало возможным благодаря предшествующей геологической съемке всей территории республики, которая выполнена в первой четверти XX столетия М.Э.Ноинским и его учениками. Огромное значение в развитии поисков нефти имело также широкое применение нового вида исследований – метода геолого-структурного картирования, направленного на выявление антиклинальных форм по верхнепермским опорным слоям. Впервые инструментальную структурную съемку начал проводить трест «Востокнефть» по методу, разработанному К.Р.Чепиковым. С 1939г. в эту работу включился «Татгеолтрест», осуществляющий исследования в центральных, западных и восточных районах республики. Результаты съемочных работ оказались исключительно успешными.

Первым объектом для такого рода съемок стал обширный район на юго-востоке Татарстана, расположенный в верховьях рек Шешма, Зай и Б.Черемшан. В результате изучения этой теории в 1933 г. геологами треста «Востокнефть» В.М.Бутровым, М.Ф.Мартьевым и В.И.Монякиным составлена первая структурно-геологическая карта Ромашкинской площади, на которой в районе с.Шугурово оконтурено крупное антиклинальное поднятие. В следующем 1934 г. геологом Е.И.Тихвинской открыта Сармановская структура, расположенная севернее Шугурово. В этом же году группой геологов под руководством Е.И.Тихвинской по казанским отложениям закартировано Ромашкинское поднятие, подтвержденное позднее структурным бурением по верхнему карбону. По данным Е.И.Тихвинской, Ромашкинская брахиантиклинальная складка отличалась более крупными размерами, чем Шугуровская, а сводовая часть ее располагалась выше последней.

В 1935 г. геологами треста «Востокнефть» А.М.Мельниковым и Г.П.Жузе выявлен целый ряд других структур, представляющих интерес для поисков нефти.

Основную роль в подготовке первоочередных нефтепоисковых площадей сыграли съемки, проведенные под руководством Е.И.Тихвинской на Ромашкинской и Бавлинской площадях (1933-1934 гг.), В.М.Бутровым и Г.М.Жузе на Шугуровской и Ромашкинской площадях (1933-1939 гг.) и А.М.Мельниковым на Кичуйской, Кудашевской площадях (1935-1936 гг.).

К концу 40-х годов структурно-геологической съемкой была покрыта почти вся территория Татарстана. Результаты съемочных работ оказались исключительно успешными. Совместными усилиями различных организаций выявлено свыше 100 положительных структур по верхнепермским, главным образом казанским отложениям, которые стали благоприятными объектами последующих геологоразведочных работ. Многие выявленные структуры имели линейное расположение, образуя четко выраженные валообразные зоны. Наиболее крупная тектоническая полоса наивысшего залегания верхнепермских отложений на юго-востоке Татарстана получила название Сокско-Шешминского вала. В центральной части этого вала располагались самые крупные и гипсометрические приподнятые поднятия (Шугуровское, Байтуганское, Ромашкинское и др.), представляющие значительный нефтепоисковый интерес. Это выдвинуло территорию республики в число наиболее перспективных районов Поволжья. Большая заслуга в проведении структурно-геологической съёмки принадлежит геологам Г.П.Жузе, А.М.Мельникову, Е.И.Новожиловой, Е.И.Тихвинской, В.Ф.Яковлеву, С.П.Ситникову, С.И.Ароновой, Г.С.Преображенской, Г.П.Исаевой, Г.П.Игнатовичу, В.М.Бутрову, А.П.Блудорову и др.

Наряду со съемочными работами в 30-40-е годы круг геологических задач, решаемых полевыми партиями, значительно расширился. Помимо поисков различных полезных ископаемых (стройматериалов, фосфоритов, горючих сланцев и др.) развивались новые направления работ (изучение карста, гидрогеологические и инженерно-геологические исследования и др.). В полевых и тематических работах принимали участие А.Г.Алексеева, Р.А.Баклушина, А.П.Блудоров, К.З.Галеев, М.П.Верясова, Т.Е.Григорьева, Л.И.Доброседов, С.П.Егоров, А.Г.Забиров, Б.Л.Казанкин, Н.В.Кирсанов, Е.А.Кржечковская, М.М.Круликовский, Н.В.Леонтьев, В.К.Лубина, В.В.Мазур, К.М.Максюта, Л.М.Миропольский, Г.Л.Миропольская, А.В.Миртова, А.К.Михайлов, Н.И.Назаров, Н.Г.Орлова, П.Д.Павлов, Л.М.Пирожкова, В.А.Полянин, Н.Д.Пихтин, Ю.В.Сементовский, М.Г.Солодухо, Б.М.Юсупов и др. Многие из названных геологов стали впоследствии ведущими специалистами в области поисков и разведки нефтяных месторождений.

В 30-е годы возобновлены поиски нефти в пермских отложениях. В 1931-1932 гг. в западной части республики на р. Улеме трестом «Востокнефть» пробурены две мелкие скважины для разведки пермских битумов. Аналогичные работы осуществлялись в районе Сарабикулово, у пос.Фиков-Колок и в других местах. Однако положительных результатов нигде не получено.

В целом период исследований с 20-х до начала 40-х годов оставил глубокий след в истории развития нефтепоисковых работ. Итоги их обобщены в коллективной работе «Геология и полезные ископаемые Татарской АССР», изданной в 1940 г. В статье «Нефть в Татарии» (Е.И.Новожилова, А.М.Мельников, Г.П.Жузе, С.Н.Шаньгин) впервые опубликована сводная схематическая структурная карта юго-восточной части ТАССР и определены ближайшие задачи по изучению нефтеносности этой территории. Авторы подчеркивают необходимость глубокого нефтепоискового бурения до низов карбона и важность дальнейшего проведения структурно-геологической съемки. Высказано мнение о целесообразности внедрения геофизических методов поисков структур и организации в республике специализированного нефтяного геологоразведочного треста.

Большое значение в широком развертывании поисков нефти на территории Татарстана имели два принципиально важных организационно-методических мероприятия: ставка на структурное бурение как основного метода подготовки объектов к глубокому бурению и создание в 1939 г. специализированного геологоразведочного треста («Татгеолтрест», позже – трест «Татнефтегазразведка»). Опыт использования различных поисковых методов, накопленный к началу 40-х годов, показал, что поднятия, выявленные съемкой и получившие подтверждение структурным (крелиусным) бурением по нижней перми, могут хорошо отражать тектонику каменноугольных и более древних отложений. Это позволило И.М.Губкину разработать теоретическое обоснование применения структурного бурения как метода подготовки объектов к глубокому буре-

нию значительно раньше, чем были открыты основные месторождения нефти в Урало-Поволжье. Суть аргументации заключалась в том, что данные структурного бурения уточняют строение поднятия, выявленного геологической съемкой, открывают более глубокие маркирующие горизонты, устанавливают их морфологическую форму, выясняют характер структурных соотношений на разных уровнях геологического разреза и дают информацию относительно наличия признаков нефтеносности в интервале, вскрытом бурением. Конечные результаты структурно-картировочного бурения определяли выбор места заложения глубокой поисковой или разведочной скважины.

В 30-40-е годы получили также развитие некоторые полевые геофизические методы, которые включали магнитометрию и электроразведку. В 1934-1939 гг. магнитометрической съемкой изучены территория распространения Сокско-Шешминских дислокаций, примыкающие участки Бугульминской депрессии и южное окончание Вятского вала. В 1936-1939 гг. электроразведкой охвачена площадь в пределах нижнего течения р.Камы (от Булдыря до Камского Устья) и р.Волга (от Казани до Тетюшей). В результате проведенных работ выявлены геофизические аномалии, связанные с кровлей карбонатно-галогенных слоев нижней перми. Они в общих чертах совпали с поднятиями, закартированными структурно-геологической съемкой (Булдырь, Змиево и др.). В начале 40-х годов в Мелекесской впадине этим же методом подтверждена ранее установленная Аксубаевская структура и намечены новые Вишнево-Полянское и Нурлатское поднятия. Таким образом, первый опыт применения электроразведки в поисковых целях оказался успешным.

Однако первые геофизические исследования не были в достаточной степени связаны с геологической службой республики и решающего значения на выбор объектов разведочных работ в этот период не оказывали. Структурно-геологическая съемка, структурно-картировочное бурение и глубокое поисково-разведочное бурение – вот те методы поисков, на которые опирались разведчики нефти в 40-50-е годы.

Первые крелиусные (структурные) скважины на территории Татарстана пробурены на Булдырском поднятии в 1938 г. Последующее использование структурного бурения в различных районах республики показало высокую эффективность выявления этим методом антиклинальных ловушек в каменноугольных и частично в девонских отложениях. Картирование структурных форм опиралось на маркирующие репера в перми и верхнем карбоне, к числу которых в разное время относились: уфимская свита, артинский ярус, швагериновый горизонт, кровля ассельского яруса и туфовидный известняк, репер $C_{з\text{-}а}$ и др.

Структурное бурение проводилось не только в Татарстане, но и в ряде соседних республик и областей Урало-Поволжья. Однако в наибольшей степени этот метод раскрыл свои возможности на территории нашей республики, где сложились исключительно благоприятные геологические условия для картирования перспективных на нефть объектов, поскольку нижнепермские формы обязательно подтверждались по глубинным горизонтам среднего и нижнего карбона. Успеху структурного бурения способствовал выбор рациональной методики подготовки перспективных поднятий, которая строилась с учетом предполагаемых особенностей строения площадей и постоянно совершенствовалась в процессе развития поисково-разведочных работ.

Широкий разворот комплексных геологоразведочных исследований связан с созданием в 1939 г. треста «Татнефтегазразведка», что позволило сосредоточить в одних руках разрозненные поисковые партии и организовать эффективную структуру управления поисково-разведочными работами на нефть.

С первых дней организации треста геологическая служба четко определила три основных направления исследований: структурно-геологическая съемка, проверка выявленных поднятий структурным (крелиусным) бурением с целью их подтверждения – изучение недр путем бурения глубоких скважин на подготовительных объектах. Поступающий фактический материал требовал всесторонней научной обработки. С этой целью в 1940 г. в тресте создается Центральная научно-исследовательская лаборатория (ЦНИЛ). Пионерами в организации и проведении геологических исследований были И.А.Антропов, К.А.Богородская, А.И.Зотова, Н.А.Игнатович, М.С.Кавеев, В.И.Троепольский и др.

Вследствие отставания разведочных работ от темпов структурно-геологической съемки принимается решение о значительном увеличении объема структурно-картировочного бурения в целях ускоренной подготовки объектов для поисков нефти.

Начиная с 1938 по 1941 г. структурное бурение проводилось на Булдырской, Шугуровской, Камско-Устьинской, Змиевской, Верхнеуслонской и Граханской структурах, расположенных на востоке и западе республики. Значительное удаление этих площадей друг от друга обеспечивало широкий охват территории геологоразведочными исследованиями, что способствовало получению разнообразной геологической информации и обоснованному выбору дальнейших направлений работ.

Первые структурные скважины внесли ряд поправок в представления о тектонике пермских слоев и обогатили геологов новыми данными о вещественном составе и стратиграфии пермско-верхнекаменноугольной части разреза. На Шугуровской структуре в верхнем карбоне впервые выделен опорный маркирующий горизонт «туфовидный известняк», по которому закартирована пологая асимметричная брахиантиклиналь северо-восточного простирания. Подтверждено наличие антиклинальных перегибов по нижнепермским отложениям на Булдырском и других поднятиях.

Наряду с этим, со второй половины 1941 г. в связи с получением в Змиево на небольшой глубине притока жидкой нефти из уфимских песчаников, в условиях войны часть буровых работ переориентируется на изучение нефтеносности пермских отложений. В руководящих документах этого времени отмечалось, что из-за отсутствия нефтепродуктов и невозможности их получения создалась явная угроза срыва снабжения колхозов смазочными материалами, в связи с чем необходимо форсировать буровые работы с целью организации промысла по добыче нефти. Попытки нефтедобычи связывались в основном с уфимскими песчаниками. Работы проводились на Шугуровской, Змиевской, Сарабикуловской, Толкишской, Аксубаевской, Еланской и Бугульминской площадях. Почти на всех объектах установлены нефтепроявления в уфимских или казанских отложениях. В 1943 г. из введенных в эксплуатацию пяти скважин добыто 12,5 т нефти и 40 т полугудрона. Конечно, эту нефть никак нельзя было считать промышленной, но известную роль в удовлетворении спроса на деготь и другие смазочные материалы она сыграла.

В тяжелые военные годы не прекращались геолого-поисковые работы. В 1942 г. структурно-картировочное бурение, имевшее целью подготовку площадей к промышленной разведке, осуществлялось на Камско-Устьинском, Шугуровском, Верхнеуслонском и Змиевском поднятиях. Из них три структуры (Шугуровская, Камско-Устьинская, Змиевская) считались к концу года подготовленными для глубокого нефтепоискового бурения. В 1943 г. в структурное бурение вводится Нурлатское поднятие. Одновременно на обширной территории между Аксубаево и Сарабикулово проводилось бурение группы выбросных скважин для оценки структурных условий

и нефтеносности уфимско-казанских отложений. Таким образом, наперекор всем трудностям геолого-поисковые работы, направленные на подготовку площадей к промышленной разведке, продолжались и в военные годы.

Первая глубокая нефтепоисковая скважина на территории Татарстана заложена на Булдырской структуре. Бурение начато трестом «Сызраньнефть» и продолжено в 1939 г. «Татгеолтрестом». Однако в связи с отрицательными результатами по нижнему и среднему карбону последующие буровые работы на площади Булдырского поднятия были прекращены.

В ходе дальнейшего развертывания поисков нефти с 1941 по 1945 г. роторное бурение проводилось на Шугуровской, Змиевской, Ойкинской, Сарабикуловской, Аксубаевской, Нурлатской и Ромашкинской структурах. Целенаправленные работы вскоре увенчались большим успехом – открытием 3 августа 1943 г. первого в республике нефтяного месторождения в верей-намюрских карбонатных отложениях среднего карбона на Шугуровском поднятии. Из скважины-первооткрывательницы 1, заложенной в наиболее приподнятой части пермско-верхнекаменноугольной структуры, получен промышленный приток нефти дебитом 15 т/сутки. Возглавлял бурение скважины буровой мастер Г.Х.Хамидуллин, техническое и геологическое руководство осуществляли директор Шугуровской нефтеразведки А.В.Лукин, старший инженер И.Г.Шеламонов, старший геолог С.П.Егоров.

Оценивая полученные результаты, газета «Красная Татария» в одном из августовских номеров 1943 г. писала: «Сложные поисково-разведочные работы, осуществленные коллективом Шугуровской нефтеразведки, принесли замечательные результаты. На днях роторная скважина 1 (глубина 617-648 м) дала нефть, средний дебит которой, по предварительным данным, составляет 20 т в сутки. Эта нефть обладает хорошим качеством и успешно может употребляться промышленными предприятиями Советского Союза. Новое месторождение является весьма перспективным». И действительно, вскоре (1945 г.) открывается второй более продуктивный горизонт в песчаниках угленосной свиты нижнего карбона, где дебит нефти достиг 75 т/сутки (скв. 6). Затем нефтяные залежи в каменноугольных отложениях были обнаружены на Аксубаевском и Ойкинском поднятиях.

Открытие промышленной нефти на Шугуровском поднятии, расположенном на центральном участке Сокско-Шешминских дислокаций с интенсивными поверхностными нефтепроявлениями в верхах уфимского яруса, блестяще подтвердило правоту многих прогрессивных геологов, связывавших присутствие нефти в пермских отложениях с глубокозалегающими горизонтами карбона и девона. Это знаменательное событие положило начало развитию нефтедобывающей промышленности республики и подтвердило перспективность дальнейших поисков нефти.

Третий этап геологических исследований (1944-1971 гг.) оказался исключительно плодотворным и самым успешным периодом поисково-разведочных работ. Начиная с 1944 г. после получения нефтяных фонтанов из франских песчаников в скважинах Яблонового оврага (Самарская область) и Туймазов (Башкортостан), разведка нефти в девонских отложениях занимает центральное место в комплексе поисково-разведочных работ на территории Татарстана. В качестве первого объекта для проверки нефтеносности девона избрали Шугуровское поднятие, на котором в 1944 г. начато строительство трех глубоких скважин с проектным горизонтом – кристаллический фундамент. Проведенные буровые работы не выявили скоплений нефти в терригенных отложениях девона из-за отсутствия замкнутой антиклинальной ловушки, однако явные следы нефтеносности в девонских песчаниках все же были обнаружены. Здесь впервые установлено структурное несоответствие между терригенным девоном и вышележащими стратиграфическими горизонтами палеозоя. При этом отмечалось, что девонские слои и подстилающие их породы кристаллического фундамента испытывают плавный подъем от Шугурово на северо-восток по направлению к Ромашкино. Полученные данные укрепили оптимизм геологов в успехе поисков девонской нефти и подтвердили необходимость дальнейшего бурения.

В 1944 г., еще до открытия девонского месторождения в Туймазах, трестом «Туймазанефть» начато строительство двух скважин на Бавлинской структуре, расположенной на территории Татарстана, с целью поисков нефти в нижнем карбоне. Бавлинская структура выявлена съемкой в 1934г. (П.С.Чернов) и детализирована в 1939 г. по верхнепермским отложениям Н.Н.Форшем. Эта структура введена в глубокую разведку без крелиусной проверки и подтверждения по опорным слоям нижней перми. При заложении скважин руководствовались аналогией с хорошо изученной Туймазинской структурой. В результате бурения скважин 1 и 2 установлены нефтяные залежи в нижнем карбоне. После открытия девонской нефти в Туймазах эти скважины, имевшие 8-дюймовые обсадные колонны, были также углублены на девон, что привело к открытию высокодебитного Бавлинского месторождения в пашийских песчаниках (скв. 1). Как выяснилось позднее, Бавлинское поднятие по распределению нефтеносных горизонтов в разрезе и сквозному соотношению структурных планов перми, карбона и девона является аналогом Туймазинской структуры. Открытие Бавлинского месторождения свидетельствовало о больших перспективах обнаружения девонских залежей нефти на востоке Татарстана.

В эти же годы «Татгеолтрест» планомерно наращивал буровые работы в районе Шугуровского и Ромашкинского поднятий. Учитывая, что при разведке Шугуровской структуры наметилась тенденция к подъему кровли терригенного девона и кристаллического фундамента на север и северо-восток, т.е. в сторону погружения пермских и каменноугольных маркирующих горизонтов, принимается решение заложить две поисковые скважины на девон по восстанию девонских опорных слоев (скв. 8 – Сугушлинская, скв. 9 – Тукмакская). Бурение не принесло реального успеха, но выяснилось, что терригенный девон залегает здесь в несколько других гипсометрических условиях, чем в Шугурово. Подъем кровли кыновских слоев от Шугуровской к Сугушлинской площади составил примерно 40 м. В девонских песчаниках, вскрытых скважиной 8, обнаружены интенсивные нефтепроявления. Поэтому следующим объектом для разведки девона выбрано Ромашкинское поднятие, расположенное примерно в 10 км к северо-востоку от скважины 8.

Как известно, Ромашкинская структура закартирована еще в 1934 г. Е.И.Тихвинской и детализирована Г.П.Жузе в 1939 г. Позднее крелиусное бурение подтвердило поднятие по кровле туфовидного известняка верхнего карбона. Первая глубокая скважина 1 с целью разведки верей-намюрских отложений заложена в 1943 г. в своде Ромашкинского поднятия. Скважина 2 располагалась на южной периклинали и бурилась на турнейский ярус и угленосную свиту. Промышленного притока нефти из отложений среднего и нижнего карбона в этих скважинах не получено.

В 1946 г. началось строительство первой девонской скважины 3. Примерно в это же время принимается решение о бурении глубоких скважин на девон в пределах Ойкинско-Алтунинской и Аксубаевской площадей.

Бурение Ромашкинской скважины 3 продолжалось около года: было много аварий и осложнений. В июне 1948 г. бурением вскрыты нефтяные песчаники пашийского горизонта

франского яруса девона, а в июле этого же года при испытании нефтеносного горизонта получен фонтан нефти с суточным дебитом 120 т.

Скважина 3 впервые доказала промышленную нефтеносность терригенного девона на сравнительно небольшой Ромашкинской структуре, подтвержденной по пермским и каменноугольным слоям. Вскоре выяснилось, что эта скважина обнаружила девонские нефтяные пласты уникального по размерам и запасам месторождения, не имевшего равных себе в России. В результате установлена региональная промышленная нефтеносность огромной территории на востоке Татарстана.

Понадобилось более 30 лет геологических исследований, чтобы установить тот факт, что, открыв Шугуровское месторождение в 1943г., нефтеразведчики тем самым выявили Ромашкинское месторождение. Залежи нефти в нижнем и среднем карбоне тянутся от Шугурово в северном направлении, составляя единое целое с залежами верхних горизонтов Ромашкинского месторождения. Поэтому в 1973г. Шугуровское месторождение было включено в состав Ромашкинского. Так в 1943г. было открыто уникальное Ромашкинское месторождение, которое по международной классификации относится к супергигантам и входит в первую десятку крупнейших месторождений мира. Сегодня можно без преувеличения утверждать, что открытие Ромашкинского месторождения стало историческим событием в развитии нефтяной отрасли всей страны и положило начало новому, особенно успешному и эффективному этапу поисково-разведочных работ, обеспечивавших ускоренную подготовку промышленных запасов нефти и бурный рост нефтедобычи.

Огромный вклад в бурение и испытание скважины 3 внесли буровой мастер С.Ф.Кузьмин, начальник участка С.И.Маковский, начальник Шугуровской нефтеразведки А.В.Лукин, ст. геолог И.А.Шпильман, ст.инженер Г.И.Гамборделло, а также руководители треста «Татнефтегазразведка» (Н.С.Голобоков, Ф.Г.Ефремов, А.М.Мельников, С.П.Егоров).

В ускоренных темпах освоения Ромашкинского месторождения особенно важное значение имела новая методика работ, впервые примененная геологами «Татгеолтреста». Как известно, скважина 3 доказала промышленную нефтеносность терригенного девона, но не раскрыла степень соответствия нижних и верхних горизонтов разреза на Ромашкинской структуре, закартированной по пермско-каменноугольным отложениям. Поэтому для определения мест заложения последующих разведочных скважин следовало знать характер структурных соотношений между нижним (терригенный девон) и верхними (карбон, пермь) комплексами. В соответствии с традиционной методикой решение этого вопроса потребовало бы проведения детальной разведки Ромашкинского поднятия. Однако уже при разбуривании Шугуровской структуры отмечалось, что поднятие по пермско-каменноугольным отложениям не отражает тектонику девонских слоев. Поэтому геологи треста «Татнефтегазразведка» проявили новаторство и высказали предположение, что девонская залежь в скважине Ромашкино-3 может быть связана не с локальным, а пологим региональным поднятием. Ввиду возможного несоответствия в залегании девона и карбона на Ромашкинском поднятии главный геолог треста «Татнефтегазразведка» А.М.Мельников и старший геолог Шугуровской нефтеразведки С.П.Егоров приняли смелое решение о заложении двух новых разведочных скважин в 6-7 км к северо-востоку от скважины 3, руководствуясь не структурной картой по карбону, а выявившимся общим направлением подъема девонских отложений. Обе скважины (10, 11) дали мощные фонтаны нефти, подтвердив таким образом наличие обширной площади нефтеносности, превышающей размеры Ромашкинской структуры. Учитывая пологое залегание девонских отложений, можно было ожидать дальнейшее расширение территории, занятой Ромашкинским месторождением. В результате обобщения новых данных бурения принимается «татарский метод» разведки, впервые внедренный в нашей стране и основанный на следующих методических приемах: широком охвате новых площадей бурением при значительном удалении «выбросных» разведочных скважин от крайних продуктивных; тщательном изучении особенностей залегания девонских терригенных отложений; анализе гипсометрического положения водо-нефтяных контактов и других параметров нефтеносности. Осуществление поисково-разведочного бурения широкой сетью скважин в пределах территорий с низким уровнем изученности обеспечило наилучшие условия для сравнения геологических характеристик удаленных друг от друга площадей и выбора оптимальных направлений работ.

Новая стратегия промышленной разведки начала внедряться на Ромашкинском месторождении в 1948 г. Вскоре она обеспечила высокие темпы подготовки к разработке крупных нефтепромысловых площадей. Характерно, что в процессе оконтуривания такого геологического феномена, как Ромашкинское месторождение, срок оценки бурением каждой новой площади оказался самым минимальным. Уже в 1948 г. в разведку вводится Миннибаевская структура, расположенная в 20 км к северу от Ромашкинской. В 1949 г. скважины, пробуренные на этом поднятии, также дали фонтаны нефти из девонских отложений. По сходству геологических условий залегания нефти в терригенном девоне было очевидно, что Ромашкинская и Миннибаевская площади находятся на одной огромной структуре. Последующие разведочные работы позволили включить в состав гигантского месторождения другие прилегающие площади: Сулеевскую, Абдрахмановскую, Ташлиярскую, Азнакаевскую, Аргуновскую и др. Размеры Ромашкинского месторождения резко возросли и стали измеряться несколькими десятками километров в длину и ширину. Контур промышленной нефтеносности с основной залежью в пласте $Д_I$ пашийского горизонта расширился далеко за пределы локальных поднятий перми и карбона. Кроме повсеместной нефтеносности пашийского пласта в процессе дальнейшей разведки залежи нефти обнаружены в девонских пластах $Д_{II}$, $Д_{III}$, $Д_{IV}$, в кыновском горизонте, а также в доманиковых, мендымских, данково-лебедянских, заволжских, кизеловских, бобриковских, тульских, алексинских и верей-башкир-серпуховских отложениях. По разведанным запасам нефти Ромашкинское месторождение выдвинулось на одно из первых мест в мире.

За открытие Ромашкинского нефтяного месторождения геологи А.М.Мельников, С.П.Егоров, И.А.Шпильман, М.Ф.Мирчинк, А.И.Клещев, С.Ф.Федоров и инженеры Ф.Г.Ефремов, А.В.Лукин, С.И.Маковский, Н.С.Голобоков, С.И.Агаев удостоены в 1950 г. звания лауреата Государственной (Сталинской) премии.

В июне 1952 г. месторождение введено в эксплуатацию по принципиальной схеме разработки, а в 1956 г. утверждена генеральная схема его разработки с применением внутриконтурного заводнения.

Сложившаяся в 50-60-е годы методика поисково-разведочных работ включала три основных компонента: структурно-картировочное бурение с целью подготовки антиклинальных объектов, бурение одиночных поисковых скважин с обязательным вскрытием кристаллического фундамента, разведочное бурение на обнаруженные в процессе поисков нефтеносные горизонты. Применение методики интенсивной разведки девонских отложений в различных районах Республики Татарстан способствовало открытию многих новых месторождений. В эти годы были выявлены наиболее крупные и зна-

чительные по размерам и запасам нефти месторождения: Ново-Елховское (1954 г.), Бондюжское (1955 г.), Первомайское (1956 г.), Елабужское и др. Целый ряд месторождений и залежей открыт первыми скважинами, заложенными в сводах пермских структур.

Несколько большую роль начали играть геофизические методы изучения площадей и подготовки их к поисковому бурению. Грави-магниторазведка и электроразведка позволяли выявлять общие черты тектонического строения районов, прогнозировать глубины залегания кристаллического фундамента, изучать его дизъюнктивную природу и т.д. На ряде площадей широко применялась сейсморазведка МОВ с целью картирования положительных структур. Однако из-за пологого строения поднятий сейсморазведка МОВ в геологических условиях Татарстана оказалась малоэффективной.

Использование новых методических приемов поисков и разведки, направленных главным образом на изучение нефтеносности девонских терригенных отложений, и дифференцированный подход к разбуриванию площадей обеспечили исключительно высокую эффективность работ. В течение третьего этапа открыто большинство месторождений Татарстана, выявлено около 90% общего объема промышленных запасов нефти, установлены черты геологического строения и дана принципиальная оценка нефтеносности всей территории, включая запад республики. В результате создана мощная ресурсная база нефтедобывающего комплекса и обеспечена возможность быстрого наращивания добычи нефти благодаря ускоренному освоению крупных месторождений.

С позиций геологической эффективности заключительный период третьего этапа отличался чередованием относительных успехов и неудач. Геологоразведочные работы на западе республики показали отсутствие промышленных скоплений нефти. Большие объемы бурения, выполненные в процессе интенсивной разведки площадей на востоке Татарстана, позволили прийти к заключению, что возможности открытия крупных и значительных по запасам месторождений в девонских терригенных отложениях себя уже исчерпали. В связи с усложнением условий поисков и разведки месторождений темпы подготовки новых запасов нефти заметно снизились. Ввод в бурение значительного числа слабоподготовленных нижнепермских структур не внес перелома в эффективность работ и подтвердил низкую подтверждаемость их в девоне. Из-за плохой сходимости нижнепермских форм с девонскими структурное бурение не обеспечивало успешную подготовку небольших поднятий, которые могли бы служить ориентирами для поисков нефтяных залежей в девонских отложениях.

Несбалансированность объемов глубокого и структурного бурения, а также сейсморазведки приводила к систематическому отставанию подготовки площадей от темпов глубокого бурения и снижению доли поискового метража. Поэтому часть метража бурилась без достаточного геологического обоснования, т.е. некоторые скважины по существу закладывались методом «дикой кошки».

Выбор направлений геологоразведочных работ оказался недостаточно обоснованным. Повторный выход с большим объемом глубокого бурения в малоперспективные районы западной Татарии, предпринятый в целях поиска новых высокоперспективных земель, оказался неудачным.

В заключительный период рассмотренного этапа эта методика уже не соответствовала новым задачам из-за высокой степени разведанности недр. Попытка успешно решить проблему подготовки промышленных запасов нефти с помощью массового бурения глубоких скважин без достаточного их геолого-геофизического обоснования не принесла успеха. Однако разработка и успешное применение на ранней стадии ГРР эффективной методики поисково-разведочных работ в девоне способствовали выдающимся открытиям.

Большая заслуга в развитии нефтепоисковых работ в ТАССР на данном этапе принадлежит Е.И.Тихвинской, А.А.Трофимуку, А.М.Мельникову, С.П.Егорову, М.В.Мальцеву, В.И.Троепольскому, И.А.Шпильману, Ф.А.Бегишеву, А.Р.Кинзикееву, Н.С.Ерофееву, Р.О.Хачатряну, С.С.Эллерну, Г.П.Батановой, Г.М.Донову и др.

Четвертый этап геологических исследований начался с 1972 г. и продолжается в настоящее время. Как уже упоминалось, в конце третьего этапа обозначилось падение эффективности работ, связанных с поисками и разведкой залежей нефти в девонских терригенных отложениях. Учитывая накопленный опыт, пришлось существенно пересмотреть методику и направления разведки, усилить внимание к изучению нефтеносности всего палеозойского разреза и форсировать поиски новых залежей в карбоне. Поэтому для четвертого этапа характерны: широкий разворот поисково-разведочных работ в каменноугольных отложениях; поиски залежей в локально нефтеносных карбонатных комплексах девона и карбона, углубленное изучение пермских битумов. С применением расширенного комплекса геолого-геофизических исследований разрабатывались методы оптимизации подготовки девонских и каменноугольных структур. Исключительно важное значение имели работы, связанные с доразведкой верхних горизонтов Ромашкинского и других крупных месторождений.

Исходя из новых задач, поисково-разведочные работы были сконцентрированы на перспективных площадях востока Татарстана, приуроченных в тектоническом отношении к Южно-Татарскому и Северо-Татарскому сводам и восточному борту Мелекесской впадины. В условиях высокой разведанности недр повышение эффективности исследований можно было достигнуть за счет открытия множества небольших и мелких залежей нефти. Применительно к этим вопросам создавалась новая стратегия поисково-разведочных работ, которая предусматривала: сокращение излишних объемов глубокого бурения с целью достижения оптимального соотношения между геолого-поисковыми исследованиями и бурением; существенное изменение направлений работ, усиление поисков нефти в каменноугольных отложениях и в карбонатных комплексах разреза, повышение детальности картирования площадей и качества подготовки структур и т.д.

Коренной перелом в сторону повышений успешности поисково-разведочных работ в Татарстане наметился в начале 70-х годов, когда были полностью исключены из числа нефтепоисковых направлений на девонские отложения и западные малоперспективные районы республики, а основной курс взят на изучение нефтеносности карбона путем детального картирования перспективных площадей структурным бурением, ускоренную подготовку этим методом большого числа поднятий с последующим бурением в сводах структур поисковых скважин. Хорошее соответствие пермских и каменноугольных локальных форм обеспечило высокую эффективность работ.

Широкое применение структурного бурения с использованием методики детального картирования локальных поднятий сыграло решающую роль в подготовке новых объектов и связанных с ними запасов нефти в каменноугольных отложениях.

С переходом на метод общей глубинной точки (МОГТ) значительно возросла эффективность сейсморазведки. Сочетание структурного бурения и сейсморазведки повысило качество подготовки площадей под глубокую разведку каменноугольных отложений. Повсеместный переход на картирование поднятий по сгущенной сети структурных скважин и сейсмических профилей МОГТ обеспечил выдающийся успех нефтепоисковых работ.

Научной основой новой методики промышленной разведки стала совокупность идей о формировании некомпенсиро-

ванных прогибов и рифогенных структур Камско-Кинельской системы, широко распространенных на территории Татарстана. Практическое внедрение научных разработок позволило обосновать наиболее характерные типы локальных поднятий, контролирующих нефтяные залежи в каменноугольных отложениях. Знание условий локализации нефти и высокая детальность подготовки структур способствовали повышению успешности обнаружения небольших, но многочисленных залежей в карбоне. Целый ряд новых открытий сделан первыми поисковыми скважинами, расположенными в сводах поднятий.

В 80-е годы резко усилилась роль сейсморазведки МОГТ при поисках нефтяных месторождений в каменноугольных отложениях. Проведенные мероприятия по совершенствованию методики полевых работ и приемов обработки, а также знание природы ловушек в каменноугольных отложениях выдвинули сейсморазведку МОГТ на первое место в комплексе геологоразведочных исследований. По наличию нефти и подтверждаемости нижнекаменноугольных структур успешность поискового бурения на подготовленных сейсморазведкой объектах достигла 80-90%. Если задача картирования структур в карбоне МОГТ полностью была решена, то применение этого метода для изучения девонского структурного плана встречало много трудностей. Чрезвычайная пологость локальных форм, малые размеры и амплитуды поднятий, значительная скоростная неоднородность осадочной толщи резко снижают эффективность сейсморазведочных работ. Поэтому для прогнозирования погребенных ловушек в терригенном девоне широко привлекаются данные комплексного геолого-геофизического анализа. Было произведено коренное изменение методики геологоразведочных работ – структурного и глубокого бурения, сейсморазведки применительно к основным объектам нефтепоисков. Созданы новые методы подготовки площадей для глубокого бурения, приемы и способы обработки материалов сейсморазведки, а также усовершенствованы методы изучения разреза бурящихся скважин.

В решение этих важнейших задач большой вклад внесли ученые и геологи-производственники Е.Д.Войтович, Э.З.Бадамшин, Н.Г.Абдуллин, С.Н.Мельников, Л.З.Аминов, Г.М.Донов, Э.П.Халабуда, Е.Б.Грунис, Б.В.Симакин, В.П.Степанов и др.

Научные прогнозы геологов позволяют рассчитывать, что в недрах перспективных земель Татарстана будут открыты десятки новых небольших по запасам месторождений нефти.

Таким образом, к числу бесспорных достижений четвертого этапа исследований можно отнести: разработку научной основы методики поисков и разведки нефти в каменноугольных отложениях, выбор эффективных приемов картирования небольших поднятий сейсморазведкой и структурным бурением; концентрацию поисково-разведочных работ на новых перспективных направлениях востока республики. Научно обоснованные мероприятия обеспечили высокую успешность глубокого бурения (75-80%) на большинстве разведочных площадей и стабильные темпы подготовки промышленных запасов нефти.

В начале 70-х годов прошлого столетия группой геологов, геофизиков была создана высокоэффективная методика доразведки эксплуатируемых месторождений, имеющая огромное значение для обеспечения воспроизводства запасов нефти в старых нефтедобывающих районах. За счет внедрения этой методики обеспечивалось 20-25%, а в отдельные годы 30-40% всего прироста запасов по объединению «Татнефть».

Специальная программа работ была посвящена подготовке запасов нефти в верхних горизонтах и локально нефтеносных комплексах Ромашкинского и других месторождений. Суть проблемы состояла в том, что в процессе ускоренной разведки многопластовых месторождений нефтедобытчики в первую очередь ориентировались на базисные горизонты в терригенном девоне, содержащие основные запасы высококачественной нефти и более благоприятные для промышленного освоения. Поэтому нефтяной потенциал менее продуктивных интервалов разреза оказался нереализованным и требовал дополнительного изучения.

Весьма поучительным в этой области является опыт доразведки уникального Ромашкинского месторождения. Для решения поставленной задачи целевая программа предусматривала четыре последовательных этапа исследований с постепенным переходом от более продуктивных к менее продуктивным горизонтам. Методика работ включала: обобщение всех геолого-геофизических данных по ранее пробуренным скважинам, исследование разреза импульсными нейтронными методами, бурение поисково-разведочных и оценочных скважин, изучение продуктивности пластов испытанием с использованием различных методов воздействия на призабойную зону скважин и т.д. Детальная разведка небольших залежей проводилась за счет эксплуатационного бурения. Каждому этапу исследований соответствовали свои методические приемы. За счет применения оптимальной методики доразведки Ромашкинского месторождения было подготовлено около 700 млн. т запасов промышленных категорий. Эта методика позволила сократить объем разведочного бурения на 3 млн. м и ускорить ввод в разработку верхних горизонтов месторождения.

Исключительно большой вклад в проведение поэтапных работ, обобщение всех геолого-геофизических материалов, обоснование роли эксплуатационного бурения в решении геологических задач, а также применение новой техники и технологии доразведки внесен геологами и геофизиками НГДУ, «ТатНИПИнефть», УБР, объединения «Татнефтегеофизика» и центральных институтов.

За исследование «Разработка и внедрение нового метода доразведки многопластовых месторождений с применением комплекса нейтронных методов» Н.Г.Абдуллину, К.Е.Агафонову, Е.З.Зорину, Ш.Г.Киреева, Ю.Э.Киршфельду, Р.Х.Муслимову, Н.А.Плотникову, Л.Г.Петросяну, В.С.Суетенкову, С.А.Султанову в 1977 г. присуждена премия им. акад. И.М.Губкина. В 1983 г. за работу «Создание и внедрение высоко информативных импульсных методов широкополосного акустического и нейтронного каротажа для повышения эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений» В.Х.Ахиярову, Д.Ф.Беспалову, Л.Н.Воронкову, В.Ю.Зайченко, Е.В.Карусу, Д.А.Крылову, О.Л.Кузнецову, Р.Х.Муслимову, О.М.Нелепченко, Л.Г.Петросяну, С.А.Султанову, Ю.С.Шимелевичу присуждена Государственная премия СССР.

Наряду с ускоренными темпами освоения крупных месторождений геологами Татарстана создана и успешно реализована методика подготовки к разработке небольших залежей нефти, позволившая повысить эффективность эксплуатационного бурения. Сущность ее заключается в объединении залежей по геологическим признакам в группы, проведении предварительной разведки укрупненных объектов с применением структурного бурения и сейсморазведки, детализации отдельных наиболее крупных и типичных залежей, а также уточнении их запасов нефти. Полученная информация используется для планирования разработки, причем структурный план укрупненного объекта уточняется структурным бурением или сейсморазведкой с равномерной сеткой скважин и профилей, соответствующей плотности размещения будущих эксплуатационных скважин. Применение этой методики позволило ускорить подготовку небольших месторождений к разработке, избежать переразведки мелких залежей и значительно повысить (до 90-96%) успешность эксплуатационного бурения.

К числу нетрадиционных направлений относится изучение глубокопогруженных пород докембрийского фундамента с целью выяснения геологического строения и оценки перспектив возможного поиска и обнаружения в них скоплений углеводородов. Этой проблеме геологи Татарстана уделяют большое внимание. Программа исследований кристаллического фундамента осуществляется более 30 лет на основе альтернативных концепций биогенного (органического) и глубинного абиогенного (неорганического) генезиса нефти. До 1973 г. глубокими скважинами фундамент изучался на глубину до 50 м. Новый этап исследований начат с 1973 г. и связан с бурением сверхглубокой скважины 20000 на Ромашкинском месторождении. В 1988 г. начато бурение и в 2006г. завершено освоение второй сверхглубокой скважины 20009 на Ново-Елховском месторождении с проектной глубиной 7000 м (фактическая глубина составила 5881 м). К настоящему времени в 46 скважинах кристаллический фундамент вскрыт бурением на глубину более 50 м.

Таким образом, на территории республики в течение многих лет ведутся целенаправленные работы по изучению докембрийских кристаллических пород, не имеющие аналогов в России. Полученные геологические результаты представляют большое теоретическое и практическое значение. Достаточно отметить, что в толще плотных кристаллических пород впервые зафиксированы проницаемые коллектора, из которых наблюдались притоки флюидов различной интенсивности; в пластовой воде установлен растворенный углеводородный газ; в глубинной части разреза отмечено присутствие битумов, приуроченных к трещиноватым разностям пород и т.д. Прямые признаки нефтегазоносности являются достаточно убедительным доказательством реальности процессов миграции углеводородов в трещиноватых зонах кристаллического фундамента. Комплексная обработка новых данных является важнейшим направлением научных исследований.

Особое место в истории освоения нефтяных богатств Татарстана занимает изучение битуминозности пермских отложений. Природные битумы, сконцентрированные в пермских отложениях, залегают на глубинах до 400 м и частично в поверхностных условиях. Они представляют собой тяжелые, высоковязкие гипергенно преобразованные нефти, содержащие, кроме углеводородной основы, другие полезные продукты.

Целенаправленное изучение пермских битумов начато в 1970 г. За период 1970-2006 гг. пробурена 4221 специальная скважина общим метражом более 773,5 тыс. м, испытано на приток 188 скважин. В некоторых из них получены дебиты нефти от 0,1 до 11 т/сутки. Одновременно велись попутные поиски битумов структурным бурением путем дополнительного отбора керна из перспективных интервалов, изучения их методами промысловой геофизики и опробования. Проведенными работами подтверждена региональная битуминозность пермских отложений в Мелекесской впадине, на западном и юго-восточном склонах Южно-Татарского свода; выявлено 144 различных битумоскопления. Разнообразные исследования не привели к однозначным выводам относительно раскрытия условий залегания и закономерностей размещения природных битумов. Это стало причиной больших расхождений в оценке их ресурсной базы. Последующее освоение природных битумов является объективной необходимостью в связи с ограниченностью запасов традиционных нефтей и высокими темпами их потребления. В настоящее время начавшееся освоение пермских битумов может заметно повысить нефтяной потенциал республики.

Поэтапное рассмотрение истории освоения недр Республики Татарстан позволяет сделать следующее заключение:

1. Впервые выдающиеся успехи достигнуты в конце 40-х годов, когда было открыто уникальное Ромашкинское месторождение и развернулись работы по его ускоренной разведке. Богатейшие запасы нефти, выявленные в девонских песчаниках, не имели тогда себе равных ни в одной нефтеносной области России. Проведенными работами в Татарстане доказана промышленная нефтегазоносность 26 стратиграфических горизонтов, открыто свыше 150 месторождений, объединяющих более 2800 залежей. В четырех пермских битуминозных комплексах выявлено 144 залежи природных битумов. Основная часть запасов нефти сосредоточена на нескольких крупных месторождениях (Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское и др.).

2. Создание мощной сырьевой базы обеспечило высокие темпы развития нефтедобывающей промышленности. В 1957 г. республика вышла по объему добычи на первое место в стране и удерживала его 17 лет. В 1970 г. достигнут 100-миллионный уровень добычи нефти, который поддерживался в течение 7 лет. В 1972 г. извлечен первый, а в 1981 г. второй миллиард тонн нефти. За время освоения нефтяных богатств добыто 3 млрд. т нефти и более 90 млрд. $м^3$ попутного газа. В исторически короткий срок Республика Татарстан стала известна в стране и за рубежом как регион большой нефти, обладающий крупнейшей сырьевой базой. Высокая степень геологической изученности, разнообразие типов залежей нефти и битумов превратили ее территорию в уникальный полигон по проведению различных геологических исследований. Мобилизация всех сил науки и техники с целью повышения эффективности поисков и разведки нефтяных месторождений обеспечила небывало высокие темпы и масштабы развития нефтяной промышленности республики.

3. За многолетнюю историю целенаправленных геолого-разведочных работ на территории Татарстана пробурено свыше 7,7 млн. м глубоких разведочных и 6,8 млн. м мелких структурно-картировочных скважин. Отработано более 80 тыс. км сейсмопрофилей, из которых свыше 40 тыс. м – прогрессивным методом общей глубинной точки (МОГТ). Выполнен большой объем работ мобильными методами полевой геофизики (гравимагнито- и электроразведка). Плотность глубокого бурения на востоке республики достигает 4,8 $км^2$/скв., на западе 87-183,3 $км^2$/скв., средняя – 16 $км^2$/скв. По научным прогнозам геологов, несмотря на высокую степень разведанности, недра республики содержат еще неосвоенный нефтяной потенциал за счет возможного открытия множества мелких залежей и использования запасов тяжелых нефтей и битумов, не начатых разработкой.

4. Выдающееся значение в раскрытии перспектив нефтеносности территории Татарстана, выявлении новых месторождений и ускоренной подготовке их запасов к разработке сыграла эффективная методика поисково-разведочных работ. Она зародилась в процессе промышленной разведки Ромашкинского месторождения и получила широкое распространение в период интенсивного бурения в новых районах. Эта методика представляла собой синтез различных методических приемов, впервые разработанных и внедренных в геологических условиях республики. Применение новой методики ускорило темпы освоения нефтяных богатств Татарстана и значительно снизило затраты на их подготовку.

5. Огромное значение для подготовки новых запасов нефти на поздней стадии развития геолого-разведочных работ имело создание и внедрение нового метода доразведки многопластовых эксплуатируемых месторождений. Эта методика в комплексе с переоценкой запасов действующих месторождений становится основной составляющей воспроизводства запасов нефти в старых нефтедобывающих районах страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абдуллин Н.Г., Аминов Л.З., Акишев И.М. и др.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. – М.: Недра, 1979. – Т.3, Татарская АССР.

2. *Акишев И.М., Войтович Е.Д., Петров Г.А.* Исследование битуминозности осадочных отложений на территории Татарстана // Геология и разработка нефтяных месторождений: Тезисы докладов научно-практической конференции, посвященной 50-летию татарской нефти. – Альметьевск, 1993.

3. *Бегишев Ф.А., Салихов А.Г., Троепольский В.И., Эллерн С.С., Юсупов Б.М.* Поиски и разведка нефтяных месторождений в Татарской АССР // Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. – М.: Недра, 1964.

4. *Валеев Р.Н.* Тектоническое районирование Волго-Камского края и особенности пространственного размещения структур второго и третьего порядков //Нефтегазовая геология и геофизика. – 1965.– № 11.

5. *Войтович Е.Д.* Методика поисков погребенных структур в Татарии. Геология и условия проводки поисково-разведочных скважин в Татарской АССР. – Альметьевск, 1969.

6. *Войтович Е.Д., Муслимов Р.Х., Грунис Е.Б., Донов Г.М., Семакие Б.В., Халабуда Э.П.* Пути повышения эффективности поисковых работ в Татарии // Геология нефти и газа. – 1981. – № 11.

7. *Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Медведев А.М.* Основные направления деятельности геологоразведочного управления ПО «Татнефть» и задачи на перспективу // Геология и разработка нефтяных месторождений: Тезисы докладов научно-практической конференции, посвященной 50-летию татарской нефти. – Альметьевск, 1993.

8. *Егоров С.П., Мельников А.М.* Методы поисков и разведки нефтяных залежей в геологических условиях Татарской АССР // Нефтегазоносность Урало-Волжской области. – Казань: Изд-во АН СССР, 1956.

9. *Князев С.Л., Гатиятуллин Н.С., Абражеев Г.П.* Нефть и газ Республики Татарстан // Сборник документов, цифр и материалов. – М.: Недра, 1993.

10. *Ларочкина И.А.* Принципы оптимизации поисков и разведки залежей нефти на стадии высокой опоискованности территории (на примере Татарстана): Автореф. дис. … докт. геол.-минер. наук. – М., 1995.

11. *Лобов В.А., Валеев Р.Н.* Некоторые особенности тектоники Татарии и методика поисково-разведочных работ // Новые данные по геологии и нефтеносности Волго-Камского края: Труды геол. ин-та. – Казань, 1971. – Вып. 30.

12. *Мальцев М.В.* О некоторых особенностях разведки нефтяных месторождений ТАССР // Геология нефти и газа.– 1960, № 2.

13. *Мельников А.М., Шпильман И.А.* Текущие вопросы глубокого разведочного бурения в Татарии // Геология нефти. – 1958. – № 10.

14. *Мельников А.М., Войтович Е.Д., Иванов Е.Е., Лангуев П.И.* Некоторые закономерности размещения нефтяных залежей терригенного девона и методика их разведки в пределах юго-западного склона Альметьевского купола Татарского свода // Геология нефти и газа. – 1968. – № 4.

15. *Муслимов Р.Х., Степанов В.П., Сулейманов Э.И.* Блоковое строение кристаллического фундамента и поиски структур в осадочном чехле на склонах Южно-Татарского свода // Пути повышения эффективности освоения новых запасов нефти на месторождениях Татарии. – Альметьевск, 1985.

16. *Павлов П.Д., Войтович Е.Д., Матросов В.М.* Особенности геологического строения и битуминозность карбонатных коллекторов нижней и верхней перми по данным структурного бурения в Татарии // Нефтеносность карбонатных коллекторов палеозоя Татарии. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1975.

17. *Плотников Н.А.* Некоторые результаты доразведки живетских отложений на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях // Пути повышения эффективности подготовки новых запасов нефти на месторождениях Татарии. – Альметьевск, 1985.

18. *Троепольский В.И., Эллерн С.С.* Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1964.

19. *Троепольский В.И., Лебедев Н.П., Эллерн С.С., Гордеев Е.В., Смелков В.М., Бадамшин Э.З.* Пермские битумы Татарии. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1976.

20. *Трофимук А.А.* Урало-Поволжье – новая нефтяная база СССР (история открытия, состояние, перспективы). – М.: Гостоптехиздат, 1957.

21. *Юсупов Б.М., Веселов Г.С.* Размещение нефтяных месторождений Татарии. – М.: Наука, 1973.

ГЛАВА 2

ТЕКТОНИКА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

Можно многое увидеть всего лишь наблюдая.

Закон Берры

«…философская мысль играет огромную роль в создании научных гипотез и теорий. Она здесь дает много ценного и нужного для роста научных знаний».

академик В. И. Вернадский

2.1. Тектоника осадочного чехла

Тектонические элементы Татарстана представляют собой часть структуры Волго-Уральской антеклизы, расположенной на восточной окраине древней Восточно-Европейской платформы. Первые представления о тектонике республики начали складываться еще с середины девятнадцатого века. Геологами Казанского университета (Р.Людвиг, Н.А. Головкинский, П.И.Кротов, А.В.Нечаев, А.Н.Замятин, М.Э.Ноинский и др.) были установлены такие крупные тектонические элементы, как Вятский вал, Сокско-Шешминская, Грахано-Елабужская зоны поднятий и ряд других структур. Начальные тектонические исследования касались главным образом морфологии структур и лишь немногие – их происхождения.

В развитии научных основ современной тектоники огромное значение имели работы А.П.Карпинского, А.Д.Архангельского, Н.С.Шатского и И.М.Губкина. На основании углубленного изучения геологических объектов Восточно-Европейской платформы эти ученые впервые обосновали представления о режимах тектонических движений и расколах фундамента, выделили в геологической истории платформы самостоятельные периоды и этапы развития, описали и обосновали типы тектонических структур, выяснили ряд других важных закономерностей.

Развитие историко-тектонических исследований во многом обязано появлению тектонических карт и схем А.Д.Архангельского и Н.С.Шатского. В них были заложены принципы историко-генетических построений, помогающие выделять и прослеживать во времени эволюцию различных типов структур и на основе этих данных решать вопросы поисков полезных ископаемых. Изучение истории формирования структур позволило Н.С.Шатскому обосновать «принцип унаследованности», ставший важнейшим инструментом тектонического анализа. Сущность вопроса заключается в том, что более молодые структурные формы появляются и развиваются на месте более древних структур и наследуют те или иные их черты. Принцип унаследованности позднее был развит в работах А.Л.Яншина и А.В.Пейве. Исключительно важен вклад Н.С.Шатского (1945, 1946) в область историко-геологических исследований. Он впервые на достаточно большом материале выделил в геологической истории Восточно-Европейской платформы два крупных периода ее развития – платформенный и доплатформенный и четыре этапа платформенного развития – байкальский, каледонский, герцинский и альпийский [1; 2; 3; 4; 5].

Для познания тектоники Татарстана важную роль сыграли работы И.М.Губкина (1940), обобщившего обширный материал и составившего схему тектонического строения Волго-Уральской области. Формирование структур И.М.Губкин, как и другие ведущие ученые, связывал с движениями блоков кристаллического фундамента платформы, разбитого системой сбросов. Отмечая большое практическое значение проблемы исследования тектонических структур платформы, И.М.Губкин писал, что целью геологических изысканий и разведок, прежде всего, является отыскание структур и установление закономерностей в их распределении с последующим изучением каждой структуры в отдельности [6]. Эта задача и в настоящее время стоит в центре внимания геологов-нефтяников. В каждом перспективном на нефть и газ регионе геологоразведочные работы начинаются с картирования и морфологического изучения структур и сопровождаются анализом пространственных соотношений различных тектонических форм, выяснением истории их формирования и закономерностей размещения.

В начале 30-х годов двадцатого столетия на территории республики широко развернулись работы по поискам нефти. К этому времени большинство геологов считало основой формирования нефтяных месторождений наличие положительных структур. Поэтому дальнейшая история изучения тектоники тесно переплетается с историей поисково-разведочных работ на нефть. На первом этапе поиски перспективных структур осуществлялись структурно-геологической съемкой, ориентированной на изучение верхнепермских отложений. В проведении этих работ принимали участие Г.П.Жузе, А.М.Мельников, Е.И.Новожилова, В.Ф.Яковлев, С.П.Ситников, С.И.Аронова, Г.С.Преображенская, Г.П.Исаева, Г.П.Игнатович и другие. В 1934 году в подобные исследования включились сотрудники кафедры геологии Казанского университета Е.И.Тихвинская и А.П.Блудоров.

С созданием в 1939 году Татарского геологоразведочного треста работы получили три основных направления: картирование верхнепермских отложений с помощью структурно-геологической съемки, выявление поднятий в низах нижней перми структурно-картировочным бурением, выяснение структурных соотношений различных комплексов палеозоя и глубокое бурение с целью поисков нефти. В рассматриваемый период несколько большую роль в познании тектоники стали играть и геофизические методы исследований. К концу 40-х годов структурно-геологической съемкой была охвачена значительная часть территории Татарстана. В 1950 году геологи закрыли последние «белые пятна», а в 1952 г. закончили изучение мезозоя на юго-западе республики. Всего за весь период подготовлено свыше 150 положительных структурных форм по разным горизонтам верхней перми. Поднятия представлены главным образом брахиантиклиналями, местами объединенными в структуры более высокого порядка: Сокско-Шешминский, Елабуго-Бондюжский, Вятский валы и др. Структурно-геологическая съемка дала огромный геологический материал, на основе которого создано большое количество обобщающих работ. Одной из первых следует отметить сводную структурную карту территории Татарстана масштаба 1:500000 с объяснительной запиской к ней, составленную в 1941 г. А.М.Мельниковым. В 1944 году она была дополнена и расширена.

В 1946 году начал свою деятельность Казанский филиал Академии наук СССР. Среди первых работ сектора геологии нефти выделяется сводная структурная карта по разным горизонтам верхней перми, составленная под руководством Е.И.Тихвинской. В карте обобщены материалы структурно-геологической съемки и бурения по состоянию на 1947 г. Завершающей работой этого цикла исследований стала структурная карта Татарстана, приведенная к кровле нижнеказанского подъяруса. Такая карта с объяснительной запиской была подготовлена в 1949 году сотрудниками Татгеолтреста Ф.Х.Байбуровой и К.М.Максютовой под руководством А.М.Мельникова и С.П.Егорова. Эта работа подвела итог накопленной информации по изучению структурных форм верхней перми и не потеряла своего значения до настоящего времени [7].

Первые обобщающие работы по глубинной тектонике Татарстана на основании материалов полевых геологических и геофизических съемок и структурного бурения написаны Е.И.Тихвинской (1936, 1938). Она же развивала гипотезу о двух пересекающихся системах складчатости – герцинской и киммерийской. Причиной возникновения дислокаций в осадочном чехле, по ее мнению, являлись движения горстов и грабенов в гнейсовом фундаменте осадочных пород, особенно усиливающихся в революционные этапы жизни земной коры, то есть во время складчатости в геосинклиналях. В последующих работах Е.И.Тихвинская (1951) несколько изменила свои взгляды на формирование структур и отошла от идеи о перекрещивающейся складчатости [8; 9; 10].

Первые обзорные тектонические схемы и сводные структурные карты территории Татарстана по пермским отложениям, на которых выделены некоторые крупные структуры, известные в настоящее время, составлены В.И.Носаль, Ю.А.Притулой, А.А.Трофимуком (1939), А.А.Борисовым, О.П.Грациановой (1939), А.М.Мельниковым (1941). Исключительно плодотворными в этот период оказались идеи Н.С.Шатского, разработавшего классификацию тектонических структур и связывающего образование крупных структурных форм с длительными вертикальными подвижками, а более мелких – с разломами фундамента. Н.С.Шатский первым отметил существование крупной зоны приподнятого залегания кристаллического фундамента в восточной части платформы, названной им Волго-Уральским сводом, и дал теоретическое обоснование авлакогенам или рифтовым системам платформы [2]. После опубликования книги Н.С.Шатского (1945) в большинстве работ по тектонике высказывалось мнение, что вертикальные колебательные движения возникают вследствие расколов фундамента, причем некоторые авторы продолжали связывать интенсивность колебательных движений с фазами складчатости в Уральской геосинклинали.

Весь накопленный в 40-х годах фактический материал нашел отражение в сборнике «Геологическое строение и нефтеносность Татарской АССР» (1948), написанном группой геологов (под редакцией академика С.И.Миронова). В тектоническом очерке (автор – А.М.Мельников) на основе нижнеказанского структурного плана дана развернутая характеристика особенностей строения Сокско-Шешминского, Вятского валов, Байтугано-Ромашкинской полосы поднятий, Аксубаевской депрессии, Нижнекамских поднятий и других структур. Происхождение наиболее крупных тектонических элементов автор связывал с орогеническими процессами, происходившими на Урале, и вертикальными движениями эрозионного рельефа кристаллического фундамента в пределах древней платформы. Имевшийся в распоряжении А.М.Мельникова фактический материал подтвердил правильность предположения геологов о совпадении пермских и более древних каменноугольных структур (Туймазы, Шугурово, Ромашкино, Булдырь, Аксубаево, Верхний Услон и др.).

После открытия в 1948 г. уникального Ромашкинского месторождения стремительно расширялась география разведочных работ. Резко увеличились метражи структурного и глубокого бурения, начали широко применяться геофизические исследования. Это в значительной степени ускорило выявление глубинных структурных форм и сыграло большую роль в развитии общих тектонических представлений. Практически на всей территории Татарстана по данным глубокого бурения было установлено совпадение пермского и каменноугольного структурных планов. На некоторых поднятиях (например, Бавлинское) наблюдалось вполне удовлетворительное структурное соответствие между опорными слоями пермских, каменноугольных и девонских отложений. Однако в других районах под многими поднятиями карбона и перми отмечалось моноклинальное залегание кровли терригенного девона. Полученная в результате структурного бурения информация по тектонике нижнепермских отложений обобщалась в многочисленных производственных и тематических отчетах и отражена на структурных картах. Благодаря этим работам появилась возможность углубленного изучения по пермским слоям тектонических особенностей крупных структур (например, Мелекесская впадина), намечать их границы, выявлять ступенчатость моноклинальных склонов и др.

На основании данных глубокого бурения геологами-нефтяниками впервые выделен Татарский свод. В 1952 г. на геологическом совещании в г. Октябрьском (Башкирия) это название дано крупному выступу кристаллического фундамента, лишенному бавлинских (рифей-венд) отложений. Позднее А.А.Бакиров (1954) уточнил границы Татарского свода, включив в его состав часть территории на северо-западе Татарстана. Исключительно интересную информацию принесли материалы опорного бурения, проводившегося в конце 40-х и в начале 50-х годов в различных районах Восточно-Европейской платформы. В результате выявлен ряд крупных тектонических элементов и установлено несоответствие между строением поверхности фундамента и верхних структурных этажей осадочного чехла. А.А.Бакиров (1954), характеризуя итоги опорного бурения на востоке платформы, описал Татарский и

Токмовский своды, разделяющий их Ульяновский прогиб и Мелекесско-Радаевскую впадину. Он же отметил асимметричность строения Татарского свода и ступенчатое погружение его склонов [11].

Начиная с 1953 года геологи Татарстана систематически занимались разработкой структурных схем, основанных в первую очередь на особенностях морфологии поверхности кристаллического фундамента (Троепольский, 1956; Юсупов, 1954,1960; Мельников,1955; Тихвинская, 1958 и др.). В качестве ведущего структурного элемента на картах тектонического районирования выделялся Татарский свод с двумя вершинами или выступами и окружающими его крупными депрессиями и впадинами – Мелекесской, Казанско-Кировской, Камской. Вершины Татарского свода были разделены Сарайлинским (Заинским) прогибом. Е.И.Тихвинская впервые предложила выделить их в качестве самостоятельных сводов (Ромашкинский и Кукморский своды). Позднее Ромашкинский свод был назван Южно-Татарским, а Кукморский – Северо-Татарским [12; 13; 14; 15; 16].

Итоги изучения тектоники Волго-Уральской провинции подведены в 1956 году в коллективной монографии, выполненной во ВНИГНИ под руководством В.Д.Наливкина. Авторы составили подробную схему тектоники и описали все известные тогда крупные и мелкие структурные формы с подразделением их на три категории (I, II, III порядка). Образование крупных структур I порядка связывалось с длительными вертикальными колебательными движениями. Формирование структур II и III порядков объяснялось тектоническими движениями, проявившимися в более короткие отрезки времени. Роль дизъюнктивных нарушений в этой работе не получила должной оценки [17].

После работ А.А.Бакирова, В.Д.Наливкина с соавторами, а также Ю.А.Косыгина, Д.С.Халтурина, Б.М.Юсупова и др. сложились современные представления о строении Волго-Уральской антиклизы. На тектонических картах и схемах были выделены Татарский, Токмовский, Жигулевско-Пугачевский, Башкирский и Камский своды, Казанско-Кировский прогиб, Мелекесская, Верхнекамская впадины и Бирская седловина. В дальнейшем границы тектонических элементов и их наименования уточнялись, но схема расчленения региона сохранила свое значение до настоящего времени (рис. 2.1).

В течение 50-60-х годов структурное и глубокое поисково-разведочное бурение проводилось на территории Татарстана в очень большом объеме, и был накоплен обширный геологический материал. Появились сводные тематические работы, многочисленная серия различных карт и палеотектонических реконструкций, которые раскрывали особенности тектонического строения территории республики, типы структур и локальных нефтеносных поднятий (Н.Г.Абдуллин, Л.З.Аминов, И.А.Антропов, Г.Ф.Бусел, Р.Н.Валеев, Г.С.Веселов, Э.С.Гришукова, С.П.Егоров, Е.Е.Иванов, А.Н.Желтова, М.Л.Килигина, А.Р.Кинзикеев, И.Х.Кавеев, П.И.Лангуев, В.А.Лобов, Е.И.Тихвинская, В.И.Троепольский, А.К.Шельнова, С.С.Эллерн и др.). Детальное изучение тектоники осадочного чехла внесло много нового в познание структурных форм, выяснения их природы и нефтеносности.

Конкретные проблемы дизъюнктивной тектоники Татарстана впервые рассматривались в работах В.А.Клубова (1956), А.И.Клещева, Д.С.Халтурина (1958), Б.М.Юсупова (1960), С.П.Егорова (1960), Р.Н.Валеева, С.С.Эллерна (1963) и др. с целью выяснения условий формирования линейных структур в осадочном комплексе. Практическая реализация положений блоковой гипотезы фундамента привлекала внимание геологов к изучению ступенчатых склонов, трассированию погребенных прогибов и флексур, вдоль которых могли формироваться валы и террасы с нефтяными залежами в девонских отложениях (Елабужский, Бондюжский, Нурлатский и другие валы) [14; 18; 19; 20; 21] . С этих позиций рассматривалось тектоническое строение Мелекесской впадины в ряде работ В.И.Троепольского, написанных в соавторстве с С.С.Эллерном (1956, 1964). Они разработали структурно-тектоническую схему впадины и уточнили ее границы с окружающими сводами. На бортах впадины выделялись регионально выдержанные террасы. По мнению авторов, впадина сформировалась в послепермское время за счет опускания смежных частей Татарского свода и древнего Казанско-Кировского прогиба. Позднее В.И.Троепольский и С.С.Эллерн (1964) провели восточную границу Мелекесской впадины по оси Алтунино-Шунакского грабенообразного прогиба, включив, таким образом, в состав впадины значительную часть современного западного склона Южно-Татарского свода. Предложенная граница была недостаточно обоснована, поскольку ступенчатость строения, на которую ссылались авторы, свойственна не только бортам впадин, но и сопряженным склонам сводов [12; 22].

Л.М.Миропольский (1956) описал ряд особенностей строения Татарского свода, показав разновозрастность его склонов, наличие разломов в фундаменте, расколотость на блоки, широкое развитие магматических проявлений [23]. Е.И.Тихвинская (1958) отметила меридиональное расположение структурных элементов I порядка, высказала предположение о возможности возникновения разрывов сплошности осадочного покрова в период формирования структур и обосновала ведущую роль двух пересекающихся направлений складчатости: архейской – северо-восточного простирания и протерозойской – субмеридионального [16]. В другой работе, написанной совместно с С.П.Егоровым (1963), на примере Кукморской вершины (Северо-Татарский свод) и Казанско-Кировского прогиба изложены представления о глыбовых движениях фундамента. Полосу предполагаемых разломов, ограничивающих западные склоны Кукморской вершины, авторы выделили под названием Главная меридиональная зона разломов Русской платформы [20].

В 1955-1963 гг. опубликован цикл статей А.М.Мельникова, посвященных описанию тектонического строения Татарстана по результатам глубокого бурения, в которых подтвержден моноклинально-ступенчатый характер погружения поверхности фундамента и девонских слоев на склонах Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины и впервые выделен Юхмачинский погребенный выступ фундамента. Развивая свои представления, А.М.Мельников дал научное обоснование решающей роли палеотектонического фактора в пространственном размещении залежей нефти в девонских терригенных отложениях. Суть этого вопроса заключалась в том, что Юхмачинский (Ковалинско-Юхмачинский) древний выступ фундамента, в силу своего положения, контролировал направленность миграции углеводородов и зональный характер размещения залежей в девонском терригенном комплексе в пределах центральных и западных районов Татарстана [15; 24; 25; 26].

И.А.Шпильман (1957) впервые обратил внимание на существование в Татарстане погребенных девонских прогибов (названных позднее В.Д.Наливкиным грабенообразными) и сопряженных с ними древних гряд и поднятий фундамента. Один из таких прогибов (Алтунино-Шунакский) он описал в 1957 году. И.А.Шпильман правильно определил момент заложения прогиба (тиманское время), но отрицал его дизъюнктивную природу, полагая, что прогиб возник в результате пластических деформаций кристаллического фундамента [27]. В последующие годы изучением грабенообразных прогибов в связи с проблемами дизъюнктивной тектоники и нефте-

носности девонских отложений занимались А.М.Мельников, Е.Д.Войтович, П.И.Лангуев, С.Н.Мельников, И.А.Ларочкина с соавторами и др. [25; 28; 29; 30].

В 1960 году С.П.Егоров обосновал оригинальную тектоническую схему Татарстана и сопредельных областей, основанную на различиях в гипсометрии поверхности фундамента и наличии дизъюнктивных границ, определяемых разломами и прогибами в основном протерозойского заложения. Его попытка внести генетический элемент в тектоническое районирование, безусловно, заслуживала признания, хотя предложенная им схема была во многом спорной, так как не учитывала палеозойскую и послепермскую истории развития структур. Б.М.Юсупов (1960) выделил ряд разломов на склонах Татарского свода и в зоне Сарайлинского прогиба и изложил одну из концепций тектонического развития, в которой утверждал, что ведущее направление разломов северо-западное и северо-восточное. Тектонические движения протекали при одновременном воздействии той или другой систем; перекрещивающиеся системы разломов были заложены еще до начала девонской трансгрессии; наиболее резкие структуры возможны, по его мнению, в зонах сочленения крупных блоков [14].

Э.З.Бадамшин (1965) на основе материалов бурения и геофизических исследований дал краткий очерк тектонического строения западной части Татарстана и прилегающих районов. В обзор вошли западный борт Мелекесской впадины, часть Серноводско-Абдуллинского авлакогена и сопряженные участки окружающих сводовых поднятий. Автор подчеркнул, что один из важнейших отличительных признаков строения фундамента – нарушенность сплошности пород многочисленными разломами, а также высказал предположение о существовании на этой территории двух резко отличающихся по строению макроблоков: опущенного (Вятско-Мелекесского) и приподнятого (Татарско-Жигулевского) [31].

Важным этапом в развитии представлений о структурных формах осадочного чехла стало Ленинградское совещание по выработке схемы классификации платформенных структур (1963). В принятой морфологической классификации в качестве главных признаков использованы размеры (площадь) и форма структур, а также соподчиненность тектонических форм. В соответствии с размером выделены региональные (щиты, плиты), крупнейшие, надпорядковые (антеклизы, синеклизы, авлакогены и др.), крупные I порядка (своды, впадины, сложные валы и др.), средние (II порядка), мелкие (III порядка) и мельчайшие (IV порядка) структурные формы. По соотношению длинной и короткой осей структурные формы каждого порядка подразделялись на две категории: округлые (изометрические) и вытянутые (линейные). Наряду с куполовидными поднятиями, валами, котловинами и депрессиями выделены горстообразные поднятия, грабенообразные котловины, дизъюнктивные валы и дизъюнктивные депрессии. Среди внутричехольных образований обоснованы структуры уплотнения, облекания и др. Основные соотношения структурных форм в разрезе представлены в классификации тремя возможными типами: сквозными, погребенными и дисгармоничными. В этой классификации, по сравнению с более ранними, подчеркнуто значение разрывных нарушений и увеличено число типов тектонических форм II порядка.

На рубеже 60-х годов впервые научно обоснована вероятность широкого развития биогермных фаций и построек в сочетании с некомпенсированным осадконакоплением в верхнедевонских и турнейских отложениях на территории Татарстана и в других районах Волго-Уральской провинции [32; 33]. Бурением выявлены органогенные массивы куполовидной формы, приуроченные как к локальным тектоническим поднятиям, так и к моноклинальным склонам. Были выделены разновидности сложных локальных структур с различным участием в их формировании органогенных построек, тектонического и других факторов. Путем анализа литофаций и мощностей осадков в верхнефранско-яснополянской части разреза выявлена система различных по морфологии депрессий (Усть-Черемшанская,Нижнекамская, Актаныш-Чишминская и др.) и установлена пространственно-генетическая связь между зонами развития различных типов структур. Совокупность новых геологических данных легла в основу концепции об условиях формирования Камско-Кинельской системы прогибов и природе связанных с нею структур [34; 35]. Практическое внедрение новых научных представлений позволило обосновать типы локальных поднятий, выявить закономерности их размещения и разработать эффективную методику поисков нефти. Учет седиментационных факторов в сложном процессе структурообразования помог раскрыть природу многочисленной группы каменноугольных нефтеносных поднятий и объяснить причину структурного несоответствия верхних и нижних горизонтов разреза. Это способствовало значительному повышению успешности работ на нефть в Татарстане.

На основе новых подходов разрабатывались различные классификации структур II и III порядков. Результаты исследований излагались в работах Г.Ф.Бусела, Р.Н.Валеева, Е.Д.Войтовича, В.А.Лобова, И.Х.Кавеева, А.М.Мельникова, П.Д.Павлова, В.И.Троепольского, С.С.Эллерна и др. Выделение различных типов структур базировалось на анализе их морфологических и генетических признаков. Важное значение в обосновании принципов типизации структур имели исследования В.Д.Наливкина (1965), Р.О.Хачатряна, В.И.Громеки (1968), В.А.Клубова (1972, 1973), Р.О.Хачатряна (1979), О.М.Мкртчяна (1980). Эти ученые рассматривали в числе главных факторов, определяющих природу поднятий, условия их генезиса (тектонические, седиментационные, эрозионные процессы и их комбинации). С другой стороны, отмечалось, что морфологические признаки структур (сквозные, навешенные или бескорневые, погребенные, дисгармоничные и др.) лишь косвенно отражают их природу и являются производными. Использование генетической и морфологической характеристик легло в основу единых морфолого-генетических классификаций локальных поднятий и структур II порядка [36; 37; 38; 39; 40; 41].

Более глубокое понимание строения и природы структур в осадочном чехле зависело также от степени изученности поверхности кристаллического фундамента, которую обеспечивали многочисленные данные бурения и геофизических съемок. Определенный итог этим исследованиям подведен в монографии В.П.Боронина, В.П.Степанова, Б.Л.Гольштейна (1982). Большое внимание авторы уделяют оригинальной методике геологической интерпретации гравитационно-магнитных аномалий и материалов электроразведки. Подробно анализируются также геологические результаты геофизических построений с приведением структурных схем кристаллического фундамента. Характер пространственной ориентации геофизических полей позволяет истолковывать их с позиции разломно-блоковой тектоники и проявлений складчатости внутри блоков [42].

Особое место в решении научных и прикладных задач занимают вопросы тектонического районирования нефтегазоносных территорий. Принципы составления тектонических карт сводятся к выделению в разрезе различных типов структур с установлением их геологических границ, гипсометрии и конфигурации. В качестве основы тектонического районирования использовали поверхность фундамента и структур-

ные комплексы осадочного чехла под названием структурно-тектонических этажей или ярусов. Число подобных подразделений, их вертикальные и латеральные ограничения у разных исследователей не совпадали. Это затрудняло создание единых тектонических схем с однозначными границами структур. Поэтому В.А.Клубов изложил некоторые принципы геотектонического районирования Волго-Уральской провинции. Он справедливо критиковал тектонистов, проводивших границы между крупными структурными элементами по оконтуривающим стратоизогипсам без анализа их геологической истории. Непоследовательность принципов выделения на картах крупных тектонических элементов затушевывала их структурное содержание [43]. По мнению В.А.Клубова, нужно искать естественные геологические границы структур. Такую же точку зрения высказал позднее Р.О.Хачатрян, утверждавший, что неестественные взаимоотношения между различными тектоническими элементами возникают потому, что районирование произведено без указания их принадлежности к тому или иному структурному этажу [40]. По В.А.Клубову, в основу тектонического районирования древних платформ должны быть положены представления о дизъюнктивной блоковой тектонике фундамента и преимущественно пликативной природе структур осадочного чехла [38; 39; 43].

Проблема генезиса локальных платформенных структур к настоящему времени получила достаточно однозначное освещение с позиций вертикальных блоковых движений. Однако некоторые геологи пытаются рассматривать процессы структурообразования на основе теории мобилизма. Так, М.А.Камалетдинов, Ю.В.Казанцев и Т.Т.Казанцева считают, что складчатость повсюду создается исключительно с помощью горизонтального сжатия земной коры (и ее осадочного чехла) при ведущей роли шарьяжей и надвигов [44]. В последнее десятилетие накоплено большое количество данных, позволяющих утверждать, что на древних платформах вертикальные движения земной коры существенно преобладают над горизонтальными [45]. Поэтому большинство ведущих специалистов в вопросе объяснения причин локального структурообразования исходит из фактических геологических данных и палеотектонических реконструкций, основанных на приоритете вертикальных движений [41; 46].

В нескольких сводных работах по Волго-Уральской провинции, опубликованных в 70-80-е годы прошлого столетия, освещались общие проблемы формирования и размещения структур. Так, В.И.Игнатьев рассмотрел широкий круг вопросов, связанных с условиями формирования Волго-Уральской антеклизы в пермский период. Автор развивает идею о сопряженном развитии платформ и геосинклиналей и на этой основе высказывает предположение о миграции на запад от Урала в поздней перми резонансно-тектонических структур и фациальных комплексов [47].

Р.О.Хачатрян, характеризуя строение Волжско-Камской (Волго-Уральской) антеклизы как целостной и единой структуры Восточно-Европейской платформы, главное внимание уделил освещению стадийности, направленности и необратимости развития антеклизы в байкальский, герцинский и альпийский тектонические циклы. На фоне геологической эволюции им изучены явления наследования, новообразования и перестройки структурных планов, а также вопросы классификации структур и тектонического районирования [40].

О.М.Мкртчян исследовал закономерности избирательного размещения основных морфолого-генетических разновидностей структурных форм, контролирующих залежи нефти. В работе обоснованы представления о структурно-вещественных комплексах осадочного чехла, рассмотрены вопросы классификации тектонических форм, органогенных построек и типизации региональных биогермно-карбонатных шельфов. Изучены историко-геологические черты структурных форм различных классов и типов. Вытекающие из проведенных исследований структурно-тектонические закономерности распределения залежей нефти в значительной степени обогащают методику ведения нефтеразведочных работ [41].

Публикации последних лет, посвященные тектонике Татарстана, основаны на комплексной обработке многочисленных данных бурения, геофизических и космогеологических исследований. Высокая степень геологической изученности территории позволяет проникать во все более тонкие детали строения.

Н.С.Исхакова и др. использовали представления о дизъюнктивной структуре фундамента для уточнения конфигурации отдельных элементов Мелекесской впадины [48].

В.П.Степанов по данным аэромагнито-сейсморазведки, космогеологии и бурения детализовал сеть разломов и блоков фундамента в пределах Татарстана и выявил их связь с условиями размещения мелких структурных форм осадочного чехла. Некоторые приемы прогноза локальных девонских поднятий, основанные на комплексной обработке материалов грави-, магнито-, электроразведки и бурения, предложены для поисковых работ в различных районах республики [49].

И.А.Ларочкина и др. (1993) подтвердили доминирующее развитие на территории Татарстана субмеридиональных разломов и на их основе детализировали схему блоковой тектоники кристаллического фундамента. С учетом новой информации и ранее сложившихся представлений она рассмотрела строение и историю формирования грабенообразных прогибов. И.А.Ларочкина разделяет мнение специалистов относительного того, что участие грабенообразных прогибов в формировании нефтеносных ловушек в девонских терригенных отложениях определяется двумя факторами: структурным и литологическим. В более поздней публикации И.А.Ларочкина представила современную модель тектонической структурированности западного Татарстана, разработанную на основе анализа структурных построений по саргаевскому горизонту [30; 50].

В монографии Е.Д.Войтовича и Н.С.Гатиятуллина, посвященной тектонике Татарстана [51], рассмотрены вопросы тектонического районирования, типы структур и закономерности их размещения на территории республики (рис.2.2). В основу монографии положена обширная информация, накопленная в процессе проведения поисково-разведочных работ на нефть.

Наиболее полной сводной работой по геологии РТ является монография «Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника» под редакцией Б.В.Бурова, изданная в 2003 году [52]. Она включает главы, характеризующие глубинное строение, стратиграфию и тектонику осадочного чехла. В подготовке монографии принимали участие ведущие специалисты России и Татарстана, что обеспечило представление материала на современном научном уровне.

Таким образом, в развитии общих и конкретных представлений о тектонике осадочного чехла большую роль сыграли интенсивные нефтепоисковые работы, которые сопровождались широким применением геологической съемки, геофизических исследований, мелкого структурно-картировочного, глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Особенно эффективным при картировании пермского плана оказалось структурное бурение, а опорных горизонтов каменноугольной толщи – сейсморазведка ОГТ. В связи с неглубоким залеганием фундамента в Татарстане поиски и разведка нефти в девонских терригенных отложениях сопровождались вскрытием многими (более 2500) скважинами все-

го осадочного чехла. Поэтому в отличие от других районов Волго-Уральской провинции нижние горизонты разреза и рельеф поверхности кристаллического фундамента здесь более детально исследованы бурением, что повышает достоверность картирования структур.

Из приведенного обзора следует, что основные черты тектоники осадочного чехла Татарстана были установлены еще в 50-70-е годы прошлого столетия. Многочисленные обобщения последних 20-30 лет помогли раскрыть детали строения и условия формирования структур. Большинство работ этого периода базируется на известном приоритете вертикальных движений и ведущей роли в образовании тектонических форм осадочной толщи блоковых перемещений кристаллического фундамента по системе разломов.

Второе важное направление исследований заключается в развитии представлений о строении и генезисе Камско-Кинельских внутриформационных прогибов, с которыми связано формирование зон размещения биогермных структур. Благодаря этим работам показана роль седиментационных факторов в структурообразовании и установлена природа многих нефтеносных каменноугольных поднятий, что способствовало повышению эффективности поисков нефти на территории республики.

2.1.1. Тектоническое районирование

Территория Татарстана включает четыре крупных тектонических элемента Волго-Уральской провинции: Южно-Татарский и Северо-Татарский своды, Мелекесскую впадину и Казанско-Кажимский авлакоген (южный отрезок). В пределы западного Татарстана заходит также небольшой участок восточного склона Токмовского свода (рис.2.2). В Мелекесской впадине и на склонах сводов в строении верхнефранско-тульского комплекса принимает участие Камско-Кинельская система внутриформационных прогибов со структурами рифогенного типа (рис.2.1). Крупные тектонические элементы включают множество средних и мелких положительных и отрицательных структурных форм, неодинаковых по своей природе, морфологическим параметрам и характеру отображения в геологическом разрезе. Поэтому основная задача тектонического районирования заключается в расчленении разреза по структурно-тектоническим и литологическим признакам с целью установления закономерностей пространственного размещения различных типов структур в пределах крупного региона и выявления их взаимных связей и соотношений.

Тектоническое районирование (с построением единой тектонической схемы) сводится к выделению крупных, средних и некоторых мелких (детальность зависит от масштаба карты) тектонических форм по морфологическим и генетическим признакам. Основные цели районирования предусматривают анализ характера соответствия или несовпадения структурных планов по различным опорным горизонтам разреза, выяснение пространственных соотношений форм различных порядков, изучение их конфигурации и геологических границ (рис. 2.2).

Большинство геологов выделяют в разрезе то или иное число структурных комплексов, структурных ярусов или структурных этажей, отличающихся друг от друга составом слагающих пород, типами структур, неоднозначным проявлением дизъюнктивной тектоники, особенностями седиментационных процессов и другими признаками. Применительно к территории Татарстана этими вопросами занимались Н.Г.Абдуллин, Э.З.Бадамшин, Р.Н.Валеев, Е.Д.Войтович, Н.К.Грязнов, С.П.Егоров, И.Х.Кавеев, А.Р.Кинзикеев, В.А.Клубов, В.А.Лобов, И.А.Ларочкина, А.М.Мельников, О.М.Мкртчян, Р.Х.Муслимов, В.Д.Наливкин, Е.И.Тихвинская, В.И.Троепольский, С.С.Эллерн, Р.О.Хачатрян, Б.М.Юсупов и другие исследователи.

В настоящее время термин “структурный (тектонический) этаж” в качестве крупной единицы вертикальной структурно-морфологической расчлененности разреза широко используется в процессе тектонических исследований многими геологами. Понятие “структурный этаж” объединяет толщу пород различного стратиграфического объема, связанную единством геологической истории и структурных планов. По строению структурных этажей устанавливается вертикальная перестройка структурных форм или же унаследованность их развития.

В соответствии с принципами тектонического районирования геологический разрез Татарстана включает шесть структурных этажей: кристаллический фундамент, рифейско-вендский, эйфельско-семилукский (эйфельско-среднефранский), речицко-тульский (верхнефранско-тульский), оксконижнепермский и верхнепермский.

Самый нижний этаж начинается с поверхности фундамента, которая оказывает решающее влияние на формирование структурного плана всего осадочного чехла. Тектонический стиль фундамента определяет дизъюнктивная блоковая структура. Предполагается, что дифференцированные тектонические движения передаются в осадочную толщу через гетерогенный кристаллический фундамент преимущественно в форме пликативных структур [39].

Следующий, рифейско-вендский, структурный этаж включает верхнепротерозойские терригенные отложения, имеющие на территории Татарстана весьма ограниченное распространение. Их присутствие зафиксировано по периферии Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов, в Казанско-Кажимском авлакогене (за пределами РТ) и Мелекесской впадине, где они выполняют крупные впадины и грабен-прогибы. Внутри древних осадочных пород установлены согласные и секущие тела магматических излияний среднего и основного состава (Мензелино-Актанышская, Сулинская площади). Структурная значимость рифейско-вендского этажа выражается в нивелировке глубоких авлакогенов и грабенов. В целом рассмотренный этаж характеризуется грабеновым строением, большим числом дизъюнктивных нарушений, повышенным магматизмом слагающих его отложений.

Третий, эйфельско-семилукский (эйфельско-среднефранский), структурный этаж охватывает всю терригенную толщу девона, а также карбонатные отложения семилукского горизонта. Отложения рассматриваемого структурного этажа имеют повсеместное распространение, но отличаются неодинаковой стратиграфической полнотой. Перерывы в осадконакоплении выявлены на границе эйфельских и живетских отложений, а также между пашийским и тиманским горизонтами. В структуре эйфельско-семилукского этажа находят отображение (чаще всего в более или менее сглаженном виде) почти все положительные и отрицательные формы, которые прослеживаются в рельефе поверхности фундамента (валы, террасы, выступы, прогибы). Региональный структурный план терригенной толщи девона значительно выполаживается, но сохраняет черты сходства со строением поверхности кристаллического фундамента на большей части исследуемой территории.

Более сложные соотношения между структурными комплексами нижней части разреза наблюдаются в авлакогенах, расположенных в соседних с Татарстаном областях. Наибольшие глубины залегания поверхности фундамента по геофизическим данным и результатам бурения (до 5 км и более) установлены в погруженных зонах (на востоке и юге) Камско-Бельского и Серноводско-Абдулинского авлакогенов

(рис.2.3). Рифейско-вендский структурный этаж полностью компенсирует глубокие впадины фундамента, которые уже к началу девонского осадконакопления превратились в погребенные структуры. Казанско-Кажимский авлакоген как отрицательная форма перестал существовать с позднесаргаевского времени. Это наложило отпечаток на особенности стиля тектоники эйфельско-семилукского структурного этажа, который заключается в нивелировке подавляющего числа глубинных структур разного знака и в преимущественно пликативном или, местами, скрыто дизъюнктивном характере залегания слоев.

Крупная перестройка структурного плана, начавшаяся с позднефранского времени, привела к созданию нового структурного этажа, охватывающего комплекс пород от речицкого до тульского горизонта включительно. Его структурный план резко отличается от строения подстилающих отложений. Особенностью нового структурного этажа является широкое развитие в позднефранско-турнейское время некомпенсированных прогибов и рифовых фаций, охвативших бортовые зоны Камско-Кинельских депрессий (рис.2.1). Сформировавшиеся органогенные постройки контролировали последующий процесс структурообразования в перекрывающих отложениях. Формы облекания биогермов представляют собой многочисленную группу морфологически выраженных в карбоне локальных поднятий наложенного типа. В целом структурный план рассматриваемого этажа отличается значительной расчлененностью и прослеживается с выполаживанием и некоторыми изменениями в вышележащих отложениях вплоть до пермских слоев включительно.

Пятый, окско-нижнепермский, структурный этаж включает нижнекаменноугольные (начиная с окского надгоризонта), средне-верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения. Верхней границей его является эродированная поверхность нижнепермских карбонатных пород, соответствующая предверхнепермскому перерыву. Этот этаж характеризуется слабым проявлением собственных структурообразующих процессов и пологим залеганием опорных слоев. Структурные формы рассматриваемого комплекса в большинстве случаев унаследованы от нижнего этажа. Однако существует небольшая группа мелких структур облекания эрозионного рельефа на поверхности сакмарских известняков или внутри каменноугольной толщи.

Отложения верхнепермской системы образуют шестой структурный этаж. Границы его определяют стратиграфические перерывы. Значение этого этажа заключается в общей нивелировке унаследованных структурных планов, а также в формировании мелких эрозионно-седиментационных локальных форм наложенного типа (облекание линз песчаников, эрозионных останцов и др.).

С учетом вертикальных структурных подразделений разреза на карты наносятся площадные границы тектонических форм I порядка, дополненные схематическими границами внутричехольных элементов, а также структуры II порядка и зоны типичных локальных поднятий III порядка (в зависимости от масштаба карты). Площадные ограничения крупных структур определяются на основании гипсометрического принципа (по оконтуривающей замкнутой изогипсе) с использованием комбинации резкостных, дизъюнктивных и условных границ [53]. За базисный горизонт тектонического районирования принимается поверхность кристаллического фундамента. При оконтуривании крупных структурных элементов принято также находить их естественные геологические границы в разрезе палеозоя, выраженные флексурными изгибами, структурными ступенями, резкими изменениями мощности, литолого-фациального состава отложений и др. [39; 53; 54].

Глубинные тектонические границы не являются плавными, а состоят из прямолинейных отрезков, отражающих расколы в кристаллическом фундаменте. Некоторые из них хорошо “просвечиваются” через осадочный чехол, т.е. относятся к типу сквозных. В таких случаях индикатором глубинного строения выступает определенный набор линеаментов, выявляемых данными региональных и детальных аэрокосмогеологических исследований. Установлено, что некоторые линеаменты можно использовать для подтверждения новейших тектонических границ. Совокупность различных критериев позволяет уверенно трассировать положение границ между структурами I порядка в пределах хорошо изученных районов Татарстана (рис.2.2).

Современная конфигурация Южно-Татарского свода окончательно сложилась в течение альпийского цикла тектогенеза. Однако геологические границы свода частично унаследованы и разновозрастны. Они проходят по региональным разломам фундамента, с которыми связано формирование протерозойских впадин – авлакогенов, линейных грабенообразных прогибов, резких уступов и флексур. В линеаментном поле четко выделяется восточная дизъюнктивная граница, единая для Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов, совпадающая с Главным Удмуртским разломом и бортовым уступом Камско-Бельского авлакогена (рис.2.3). Эта тектоническая линия одна из древнейших (поздний протерозой), однако позднее она, вероятно, не раз подновлялась (со смещениями) палеозойскими и новейшими неоген-четвертичными движениями. Западная граница Южно-Татарского свода на стыке с Мелекесской впадиной трассируется по Баганинскому грабенообразному прогибу, заложенному в девоне, и линейному уступу, сопряженному с бортом прогиба. Формирование этой шовной линии протекало по древним разломам меридиональной ориентировки с проявлением элементов унаследованности. Рассматриваемая тектоническая граница в различной форме отображается в линеаментном поле. Однако часть линеаментов северо-западного простирания (характерных для Мелекесской впадины) “сечет” разнородные меридиональные структуры. Поэтому попытка провести эту границу лишь по результатам дистанционных исследований нарушает принципы тектонического районирования. Более обоснованной выглядит западная тектоническая граница свода по комплексу геологических признаков, учитывающих положение осевой линии Баганинского прогиба и смену трасс меридиональных линеаментов, характерных для западного склона Южно-Татарского свода, на северо-западные, типичные для простирания структур восточного борта Мелекесской впадины.

С севера Южно-Татарский свод ограничен Прикамским разломом, выделенным по результатам глубокого бурения и геофизических исследований. В структурном плане осадочного чехла и поверхности фундамента ему соответствует Сарайлинский прогиб. Однако в связи с известной неопределенностью границ прогиба по простиранию линейную зону понижения между Южно-Татарским и Северо-Татарским сводами следует называть Сарайлинской седловиной [40].

На южном погружении Южно-Татарского свода выделяется крупный Фоминовско-Кандызский выступ фундамента погребенного типа. Окруженный по всему периметру древними рифейскими впадинами, он имеет довольно значительные размеры и приобретает самостоятельное значение как структурная единица II порядка. Северное дизъюнктивное ограничение выступа в зоне “стыка” с крутым крылом Бавлинско-Туймазинского вала подтверждено линеаментом северо-восточного простирания. Юго-восточное окончание Южно-Татарского свода заходит на территорию Башкортостана и сочленяется с Предуральским прогибом (рис.2.1).

Тектонические границы Северо-Татарского свода частично были описаны выше. С запада Северо-Татарский свод ограничен Казанско-Кажимским авлакогеном, заполненным девонскими образованиями. Тектоническая граница проходит здесь по западному краю Державинско-Пестречинской валообразной зоны, вдоль которого фиксируется резкое выклинивание терригенной толщи девона в сторону выступов Северо-Татарского свода. Этой тектонической линии соответствует региональный линеамент меридионального простирания, подтверждающий ее вероятную дизъюнктивную природу. Северная граница свода (Татарстанского фрагмента) условно проводится по Мари-Турекскому прогибу. Немский выступ, расположенный на территории Кировской области, также входит в состав Северо-Татарского свода, поскольку он имеет сходное строение с Ковалинским выступом. Южно-Татарский и Северо-Татарский своды образуют региональную гряду фундамента размером 700х230 км. Почти по всему восточному периметру она опоясана впадинами и авлакогенами, заполненными додевонскими отложениями. По результатам дешифрования дистанционных материалов в северной части Северо-Татарского свода выделяется крупный линеамент транзитного типа, отображающий, вероятно, субширотные расколы фундамента. С ними связано формирование поперечных структур Северо-Татарского свода (Нижне-Шуньская зона, Мари-Турекский прогиб). В пределах административных границ Татарстана частично расположен также Ульяновско-Канашский погребенный выступ Токмовского свода, впервые описанный А.М. Мельниковым в 1957 г. [24].

Условные границы Казанско-Кажимского авлакогена проводятся по изопахитам 70-80 м, ограничивающим зону больших мощностей терригенной толщи девона. По фундаменту строение бортов авлакогена осложнено меридиональной системой ступенчатых сбросов, которые отражены в гипсометрическом плане четкими линейными уступами. С зонами выклинивания терригенных девонских осадков на древних бортах авлакогена совпадают субмеридиональные терассы линеаментов. Это объясняется, по-видимому, активизацией тектонических движений в мезо-кайнозое в связи с формированием инверсионных поднятий Вятского вала. Таким образом, современные ограничения Казанско-Кажимского авлакогена имеют дизъюнктивную природу.

Мелекесская впадина включает несколько разнородных тектонических элементов, вовлеченных в послепермскую эпоху в единую область опусканий. Естественные геологические границы впадины сформированы в результате активных послепермских тектонических движений и закреплены в современном рельефе фундамента и строении осадочного чехла линейными уступами и флексурами. Северная граница впадины проходит по Прикамскому разлому, который отражен резким уступом по поверхности фундамента и односторонней флексурой в осадочных отложениях. Линеаменты северо-восточного простирания четко фиксируют эту тектоническую линию, подтверждая, таким образом, ее дизъюнктивную природу. Восточная граница впадины, как мы уже отмечали, проводится по линейному уступу и Баганинскому прогибу. К западу от нее происходит резкая смена меридиональной зональности, характерной для строения западного склона Южно-Татарского свода, на северо-западную ориентировку структур.

Западный борт Мелекесской впадины представляет собой сложный тектонический элемент, состоящий из разновозрастных фрагментов. Наиболее древними являются Алькеевско-Пичкасский рифейский грабен и девонские грабенообразные прогибы. Пичкасско-Бугровский вал по поверхности фундамента образует здесь форму горста, сопряженного с системой парных разломов северо-восточного простирания. Из них наиболее выражен восточный разлом, вдоль которого и происходило, вероятно, ступенчатое опускание мелких блоков в послепермское время. В осадочном чехле дизъюнктивные нарушения фундамента трансформируются в линейные флексуры и прогибы. Большинство из них отображено в линеаментном поле, что указывает на активность структурных форм в неотектонический этап. Западное условное ограничение впадины ранее связывалось с западным крылом Пичкасско-Бугровского вала. Новые данные по неотектонике позволяют проследить “молодую” геологическую границу между Мелекесской впадиной и восточным склоном Токмовского свода, которая проходит к западу от прежней и, по-видимому, соответствует линеаментной зоне меридионального простирания, где развиты также юрские отложения. Эта тектоническая граница, вероятно, имеет дизъюнктивную природу и проявляется в структуре осадочных слоев в форме флексуры. Юго-восточная граница впадины за пределами Татарстана проводится по дугообразным дислокациям (Смагинский, Серноводско-Шунгутский и другие валы).

Рассмотренные тектонические элементы, а также их склоны и борта в процессе развития испытывали некоторую миграцию. Современные ограничения обрисованных структур имеют в основном сквозное отображение в разрезе и с определенной долей субъективизма могут считаться естественными геологическими границами. Таким образом, общая картина пространственных взаимоотношений структур I порядка, положенная в основу принятой тектонической схемы, достаточно хорошо обоснована с различных позиций.

Современное структурное расчленение осадочного чехла и связанные с ним классификации тектонических структур базируются на морфологии и размерности (с делением на порядки), характере соотношения форм в разрезе и генезисе. Применительно к тектоническим элементам Татарстана и соседних областей выделяются (рис.2.1, 2.2):

1. Структурные формы I порядка (формы регионального класса по Мкртчяну, 1980). К ним относятся своды (Южно-Татарский, Северо-Татарский, Жигулевско-Пугачевский и др.), впадины (Мелекесская, Бузулукская и др.), крупные прогибы и авлакогены (Казанско-Кажимский и др.). Рассматриваемые структуры отображены в строении поверхности фундамента и осадочного палеозойского чехла. В настоящее время широко распространены представления о глыбово-блоковом характере расчленения кристаллического фундамента. Эта концепция развивается в связи с приданием все большего значения разломам в строении фундамента и их структуроформирующей роли в платформенном чехле [54]. Понятие “блок” часто используется для того, чтобы охарактеризовать общий тектонический стиль фундамента, определяемый терминологией “блоковое строение”, “блоковая структура”, “блоковые поля” и др. В осадочном чехле среди тектонических элементов I порядка преобладают пликативные формы – своды и впадины изометричных (Южно-Татарский, Мелекесская) или более удлиненных очертаний (Казанско-Кажимский авлакоген).

Некоторые из них (Жигулевско-Пугачевский, Северо-Татарский своды) имеют частичное дизъюнктивное или флексурообразное ограничение. Среди впадин фундамента различаются глубокие грабеновые или грабенообразные формы, в основании осадочного чехла которых развиты мощные толщи верхнепротерозойских отложений (Казанско-Кажимский, Серноводско-Абдулинский и др. авлакогены). В процессе описания некоторых достаточно крупных структурных форм палеозойского осадочного чехла используются такие понятия, как “купол” и “седловина”. Термин “купол” применяется для обозначения изометрических вершин сводов (Ромашкинский).

Под седловинами понимают удлиненные поперечные понижения, приуроченные к местам сочленения сводов (Сарайлинская, Бирская) или крупных впадин (Сокская).

2. Средние структурные формы, или структуры II порядка (формы зонального класса по Мкртчяну, 1980), являются составными элементами структур I порядка и отличаются значительным разнообразием. Среди удлиненных или линейно вытянутых положительных форм широко распространены валы, имеющие вид сравнительно узких, в разной степени асимметричных антиклинальных зон длиной от 10 до нескольких десятков километров при ширине 5-20 км. Валы имеют различное происхождение, вследствие чего их внешние морфологические черты определяются генетическими свойствами. Многие валы связаны, как правило, с разломами фундамента. Поэтому их иногда обозначают термином «приразломный или дизъюнктивный» вал. Валы такого типа отличаются линейностью, крутизной крыльев, широким развитием флексурных перегибов и постоянством деформаций в различных структурных этажах (группа Нижнекамских валов и др.). В обобщенной форме под понятием “вал” следует рассматривать линейные положительные структуры, состоящие из ассоциации вытянутых в одну или несколько параллельных цепочек локальных поднятий с общим флексурообразным крылом или двумя крыльями, объединяющими их в единое структурное сооружение. Среди линейных положительных форм распространены прифлексурные валы, имеющие вид сравнительно узких асимметричных антиклинальных зон, отличающихся наличием непрерывного флексурного крыла (Усть-Икский, Елабужский, Первомайский, Бондюжский, Бавлинско-Туймазинский и др.).

В отличие от классических прифлексурных валов, известна большая группа удлиненных или линейных структур, не имеющих четких и определенных ограничений. Они объединяют несколько или группу локальных поднятий, расположенных с более или менее устойчивой тенденцией к линейной последовательности без четких связывающих флексур. Одни из них характеризуются плоской формой, вытянутой вдоль грабенообразных прогибов. По фундаменту и терригенным слоям девона их поверхность осложнена небольшими малоамплитудными выступами и пологими локальными поднятиями. В верхних структурных этажах степень дислоцированности усиливается. Такие тектонические формы называются “структурными террасами” (девон) или “грядами” (фундамент). Они осложняют моноклинально-ступенчатые склоны сводов и борта впадин (Уратьминско-Черемшанская терраса и др.). Вторая, более пологая разновидность структурных террас отличается еще более слабой морфологической выраженностью или отсутствием сопряженного грабенообразного прогиба. Эти структуры имеют много общего в строении и часто располагаются в основании (цоколе) сложных двухъярусных валов.

Термин “вал”, как форма структурной связи локальных поднятий и систем [39], широко используется для обозначения протяженных зон поднятий, возникших под влиянием тектонических деформаций (нижние горизонты) и седиментационных процессов в сочетании с тектоническими (верхние этажи). Валы такого типа формируются на месте девонских структурных террас, но отличаются значительной расчлененностью каменноугольных и пермских отложений. Поэтому строение подобных структур, относящихся к группе валов, представляется двухъярусным. Нижний ярус (терригенный девон) – пологий, верхний (карбон, пермь) – дислоцирован. Большинство поднятий возникло здесь благодаря развитию органогенных построек. Отмечается высокая плотность латерального группирования локальных каменноугольных форм при наличии прерывистых флексур (не обязательный признак). Подавляющее число рифогенных поднятий не имеет корней в подстилающих опорных слоях терригенного девона. Условные геологические границы таких валов проводятся по совокупности признаков, учитывающих положение флексур, трасс грабенообразных прогибов, степень расчленения и общность простирания каменноугольных форм (Акташско-Ново-Елховский, Ульяновский, Уратьминско-Черемшанский, Аксубаево-Эштебенькинский валы и др.) (рис.2.2).

Для обозначения линейных структурных зон меньших размеров, чем валы с однородными (биогермными) или неоднородными локальными поднятиями, применяется термин “валообразная структура”. Она представляет собой линейно вытянутую цепочку или полосу поднятий (близких по морфологии и генезису) с несколько изменяющимися простираниями вдоль слабо выраженных флексур или относительно крутых крыльев (необязательный признак). В случае сочетания двух и более валообразных структур употребляется понятие “валообразная зона”. Рассматриваемые структуры в подавляющем большинстве случаев имеют биогермную природу. Они пользуются самым широким распространением на склонах Южно-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины, связанных с развитием Камско-Кинельских прогибов (Куак-Башская, Онбийско-Ерсубайкинская, Пановская, Пионерская, Вишнево-Полянская, Аканско-Степноозерская и др.).

К типу валообразных структур следует также отнести отдельные небольшие линейные формы, сохраняющие свою морфологию, включая крутое крыло, в верхних и нижних горизонтах разреза (например, Сарайлинская). В числе терминов свободного пользования при описании линейных структур, составленных из локальных форм, употребляются наименования «полоса поднятий», «зона поднятий» и «система валообразных структур».

К отрицательным формам линейного типа относятся прогибы вдоль валов и террас, а также грабенообразные прогибы, развитые самостоятельно и резко морфологически выраженные в фундаменте и нижних горизонтах терригенного девона, но быстро выполаживающиеся вверх по разрезу. Отрицательный знак имеет большинство эрозионных форм в карбонатных отложениях. Они представлены в виде врезов на поверхности турнейских или башкирских известняков и заполнены песчано-глинистыми и углисто-песчано-глинистыми отложениями.

3. Мелкие структурные формы или элементы низшего III и IV порядков широко представлены локальными поднятиями, мелкими “куполами” и некоторыми отрицательными формами укороченной длины и малой ширины (прогибы, врезы). Локальные поднятия представляют собой замкнутые положительные структуры, имеющие форму брахиантиклиналей или куполов, размеры которых не превышают нескольких (редко 5-10) километров. Вертикальные амплитуды локальных поднятий варьируют в широких пределах: от нескольких до десятков метров. Понятие “локальная структура” чисто морфологическое, оно объединяет генетически разнообразные образования, природа которых связана с тектоническими, седиментационными и другими процессами.

Положительные локальные формы (локальные поднятия) исключительно разнообразны. Они различаются по своим размерам, амплитуде, соотношениям длины и ширины, крутизне крыльев и другим морфологическим признакам. Локальные купола (формы IV порядка) являются составными элементами структур III порядка и в большинстве своем несут их основные морфологические черты.

Изучение морфологических признаков структур позволяет судить о времени, интенсивности и длительности структурообразования. Среди положительных и отрицательных форм по соотношению структурных планов в разрезе выделены три основных типа: сквозной, наложенный (навешенный) и погребенный. Одновременно Р.О. Хачатрян для крупных и средних структур с неоднородным строением выделяет переходные – наложенно-сквозной (для сводов и структур II порядка) и наложенно-погребенный (для отрицательных и некоторых положительных структур) типы вертикальных структурных соотношений [40].

К сквозным отнесены тектонические формы, отраженные в строении поверхности фундамента и структурных этажей осадочного чехла. Конфигурация крупных, средних и мелких положительных и отрицательных структур в общих чертах сохраняется одинаковой по большинству горизонтов разреза. Тектонотипом крупных структур I порядка может служить Северо-Татарский свод. К этой группе принадлежат также Первомайский, Бондюжский, Елабужский валы и многие другие формы разных порядков. Среди крупных отрицательных структур I порядка к сквозному типу относится Мелекесская впадина. Однако она имеет неоднородное строение, так как включает участки с унаследованным (с поздней перми) и наложенным характером развития. Вторая разновидность сквозных отрицательных структур – прогибы с однородным строением. Они возникли в результате кратковременных молодых тектонических движений.

К наложенному (навешенному) типу относятся структуры, не отраженные в поверхности фундамента и нижней части палеозойских отложений (в основном досаргаевский комплекс). Первостепенное значение в формировании верхних структурных этажей имели верхнефранско-фаменские и турнейские органогенные постройки, связанные с развитием Камско-Кинельских прогибов. К наложенному типу принадлежат фрагменты некоторых крупных структур, многие средние положительные формы (Улеминская, Пановская, Вишнево-Полянская, Пионерская и другие валообразные структуры), а также подавляющее число локальных поднятий.

Погребенный тип включает положительные и отрицательные формы, выраженные только на поверхности фундамента и в досаргаевском комплексе пород, но отсутствующие в структуре перекрывающих палеозойских отложений. К погребенным положительным элементам отнесены своды (например, Котельнический), а также некоторые крупные, средние (Фоминовско-Кандызский) и мелкие выступы фундамента. Погребенные локальные поднятия установлены в терригенном комплексе девона и в некоторых других структурных этажах палеозойского осадочного чехла.

К погребенному типу отрицательных структур отнесены авлакогены и грабен-прогибы фундамента, в строении которых участвуют только самые древние рифей-вендские отложения (Камско-Бельский, Серноводско-Абдулинский, Казанско-Кажимский, Алькеевско-Пичкасский и др.) (рис.2.3). Вторая разновидность отрицательных форм погребенного типа представлена грабенообразными прогибами фундамента, заполненными девонскими терригенными отложениями (Алтунино-Шунакский, Кузайкинский, Ветровский и др.), а также системой эрозионных врезов на поверхности карбонатов в турнейских и башкирских отложениях.

К наложенно-сквозному типу отнесены своды с вершинами или склонами, отличающимися частичным несходством структурных этажей между собой. Наложенные соотношения присущи также тем элементам сводов, под которыми захоронены древние грабен-прогибы или где наблюдалась перестройка структурного плана каменноугольных отложений в связи с развитием девонских биогермов (Южно-Татарский, Жигулевско-Пугачевский своды). Наложенно-сквозной характер соотношения структурных планов установлен на некоторых тектонических формах II порядка, а также в пределах мелких структур.

К наложенно-погребенному типу принадлежат некоторые впадины и прогибы, которые отражены в рельефе поверхности фундамента или рифейско-вендском структурном комплексе, но погребены под поднятиями или моноклинальным склоном вышележащих слоев палеозоя (Казанско-Кажимский авлакоген и др.). К наложенно-погребенному типу соотношений относятся прогибы Камско-Кинельской системы, образующие самостоятельный верхнефранско-тульский структурный комплекс. Морфологические черты фациальных некомпенсированных депрессий, составляющих осевую зону прогибов, не имеют достаточно сходного (за исключением Усть-Черемшанского) морфологического отражения в подстилающих отложениях. В число наложенно-погребенных структур могут быть включены некоторые средние по размерам формы II порядка и отдельные локальные поднятия.

На основании анализа известных классификаций, а также представлений, высказанных в ряде работ (Мирчинк с соавторами, 1965; Хачатрян, Громека, 1968; Хачатрян, 1979 и др.), в числе основных структурообразующих факторов можно выделить: тектонические движения (по разломам в фундаменте, блоковые, надблоковые и др.), седиментационные (аккумулятивные), эрозионные и другие процессы [34; 37; 40]. Большинство геологов связывают происхождение крупных положительных и отрицательных тектонических форм с блоковыми движениями и разломами фундамента. Тектоническая составляющая четко прослеживается в строении линейных дислокаций (флексуры, грабенообразные прогибы и др.). Другая часть блоковых элементов фундамента выражена морфологически в виде выступов и надблоковых локальных поднятий в нижних горизонтах осадочного чехла. Особенно велика роль седиментационных процессов, которые оказывали непосредственное воздействие на осадочную толщу пород, благодаря развитию органогенных построек, наличию песчаных тел с выпуклой поверхностью, эрозионных форм, неравномерному накоплению песчаных и глинистых осадков. Появление в разрезе любых морфологических неровностей приводило к изгибам слоев в покрывающих отложениях. Структуроформировавшие факторы проявлялись в различных сочетаниях и комбинациях. Многие структурные формы имеют двойственную природу, поскольку в их генезисе принимали участие два (и более) фактора. В образовании крупных структур I порядка (Южно-Татарский, Северо-Татарский своды, Мелекесская впадина, Казанско-Кажимский авлакоген), а также валов и прогибов сквозного типа доминировали тектонические процессы.

Происхождение многих зональных форм II порядка (двухъярусных валов, валообразных зон и др.) следует связывать с участием (в разных сочетаниях) двух факторов: тектонического и седиментационного.

Степень участия различных геологических факторов в формировании локальных поднятий разнообразна. В генезисе одной группы локальных форм преобладал седиментационный, другой – тектонический, третьей – эрозионный фактор. На Южно-Татарском своде и в Мелекесской впадине в генезисе локальных форм карбона превалировал седиментационный фактор.

Таким образом, все многообразие структур по генетическим признакам может быть подразделено на несколько групп: тектонические, седиментационные, седиментационно-тектонические (преобладает тектонический фактор), тектоно-седиментационные (доминирует седиментационный фактор), эрозионные (тектоно-эрозионные, эрозионно-тектонические) и др. На основе морфологических и генетических критериев разработаны морфогенетические классификации нефтеносных структур.

2.1.2. Современное тектоническое строение

Среди положительных тектонических элементов Татарстана господствующее положение занимают Южно-Татарский и Северо-Татарский своды. Они проявляются в строении кристаллического фундамента в форме неоднородной морфологически выраженной гряды, вытянутой в субмеридиональном направлении более чем на 600 км при ширине 150-200 км (рис.2.3). Крупные выступы в пределах гряды разделяют поперечные прогибы или дизъюнктивные дислокации северо-восточного и субширотного простирания. Следы блоковых подвижек кристаллического основания платформы почти повсеместно закреплены в преимущественно пликативной структуре осадочного чехла в форме линейно вытянутых тектонических элементов, флексур и резких фациальных изменений разреза. Отметки поверхности фундамента по региону изменяются от – 1500 до – 2000-4000 м, все более увеличиваясь в юго-восточном направлении.

Северо-Татарский и Южно-Татарский своды имеют ряд общих и отличительных черт. Общими для них являются: отсутствие рифей-вендских образований, приподнятое положение кристаллического фундамента, длительный континентальный режим, начиная с верхнего протерозоя до среднего девона, дизъюнктивные ограничения разломами субмеридиональной, северо-западной и субширотной ориентировки. Их характеризуют следующие отличительные особенности: малая мощность девонских терригенных отложений на Северо-Татарском своде по сравнению с Южно-Татарским, расчлененность Северо-Татарского свода на блоки субмеридионального и северо-восточного направлений, тогда как Южно-Татарский свод представляет собой комбинацию субмеридионально ориентированных блоков кристаллического фундамента. Южно-Татарский свод сочленяется с древними авлакогенами (Серноводско-Абдулинским, Камско-Бельским) с трех сторон (с юга, востока и северо-востока), тогда как Северо-Татарский свод примыкает к Камско-Бельскому авлакогену лишь с северо-востока, а другие его склоны окружают неглубокие прогибы.

Южно-Татарский свод

В административных границах Татарстана размеры свода составляют 220х200 км. Южно-Татарский свод резко выделяется в рельефе кристаллического фундамента на фоне окружающих его отрицательных структур и через Сарайлинскую седловину сочленяется с Северо-Татарским сводом. По поверхности кристаллического фундамента свод представляет крупный массив, вытянутый с юго-востока на северо-запад. Со всех сторон свод ограничен разломами, а с востока и юга – погребенными рифейскими авлакогенами, в которых фундамент погружен до отметок – 3000-5000 м и более. На основных направлениях погружения (кроме склонов, обращенных к авлакогенам) границы свода очерчены по кровле фундамента изогипсами – 1700-1900 м, максимальные отметки вершины – 1520-1540 м. Амплитуда колебания рельефа фундамента в пределах свода составляет 180-380 м.

В составе центральной части свода по поверхности фундамента с запада на восток можно выделить четыре крупных блока: Акташско-Ново-Елховский, Ромашкино-Миннибаевский, Павловско-Сулеевский (Сарманово-Лениногорский) и Азнакаевский. Блоки имеют форму линейных гряд субмеридионального простирания и отделяются друг от друга довольно узкими (2-5 км) и неглубокими (20-60 м) грабенообразными прогибами (Алтунино-Шунакский, Сулюковский, Уральский, Шигаевский). Ограничения блоков проходят по субмеридиональным разломам. В соответствии с представлениями И.А. Ларочкиной и др. (1994), на Южно-Татарском своде доминирующее развитие имела плотная и протяженная сеть субмеридиональных дизъюнктивных нарушений, которая включает Алтунино-Шунакский, Елгинский, Сулюковский, Нуркеевский, Азнакаевский, Шуганский, Чеканский и Никулинский разломы. По направлениям простирания трасс дизъюнктивных нарушений и гипсометрическому положению связанных с ними блоков фундамента и грабенообразных прогибов в составе свода выделены Миннибаевско-Пановская, Альметьевско-Бастрыкская, Павловско-Имяновская, Азнакаевско-Мензелинская террасы.

Большинство грабенообразных прогибов к началу саргаевского времени выполнено осадками терригенного девона и в перекрывающих отложениях не прослеживается. Поэтому структурный план Южно-Татарского свода по кровле девонского терригенного комплекса отличается более сглаженными и пологими формами. На месте резко выраженных по фундаменту гряд в структуре терригенного девона выделяется крупное Ромашкинское поднятие изометрической формы, которое фиксирует положение центральной части Южно-Татарского свода (Южный или Ромашкинский купол). Самостоятельное значение сохранила Акташско-Ново-Елховская гряда, ставшая цоколем одноименного субмеридионального вала (рис.2.2).

Ромашкинский купол занимает самое высокое гипсометрическое положение по поверхности терригенной толщи девона с отметками до – 1410-1450 м, против – 1460-1510 м в пределах Акташско-Ново-Елховского вала. К обширному поднятию Южного купола приурочено уникальное Ромашкинское многопластовое нефтяное месторождение. Склоны свода характеризуются пологим моноклинально-ступенчатым погружением. Размеры купольной части свода 80 х 90 км, высота 40-50 м, углы падения слоев не превышают один градус. Осложняющие Ромашкинский купол более мелкие структуры отличаются небольшими амплитудами и пологим строением. Наиболее высокое гипсометрическое положение сохраняется в районе Миннибаево, Абдрахманово и Азнакаево. Среди мелких девонских структур Южного (Ромашкинского) купола, детально изученных густой сетью эксплуатационных и разведочных скважин, преобладают малоамплитудные поднятия изометрической формы.

Начиная с кровли фаменского яруса, а также по тульскому, верейскому горизонтам карбона и опорным реперам нижней перми строение Южно-Татарского свода претерпевает существенные изменения. Структура Камско-Кинельских прогибов оказала решающее влияние на формирование локальных поднятий в девонско-каменноугольном комплексе. На месте монолитных блоков фундамента и изометрических девонских форм появляются многочисленные локальные купола рифогенной природы. Над центральной и юго-западной частями Южного купола они группируются в несколько валообразных структурных зон (Миннибаевская, Куак-Башская и

др.), образуя северные ветви Сокско-Шешминского сложного вала. Отметки тульского горизонта колеблются в пределах 750-950 м, а верейского 450-550 м. Вершина свода по каменноугольным отложениям смещается к юго-западу, что не соответствует девонскому структурному плану. Сокско-Шешминский вал состоит в основном из локальных структур наложенного типа, выполаживающихся в девоне. Южные ветви вала прослеживаются далеко на юг в пределы Самарской области. Они имеют асимметричное строение и крутые юго-восточные крылья. Простирание линейных дислокаций в основном совпадает с ориентировкой оперяющих трасс Сергиевско-Туймазинской системы разломов. Однако эти структуры, как было показано выше, не имеют явных корней в девоне, фундаменте или рифее (в зоне Серноводско-Абдуллинского авлакогена). Некоторые ветви Сокско-Шешминского сложного вала (Смагинская, Серноводско-Шунгутская и др.) сгруппированы в пределах Сокской седловины (рис.2.1).

В состав центральной (сводовой) части Южно-Татарского свода, кроме Ромашкинского купола, входит Акташско-Ново-Елховский вал, который примыкает к нему через Алтунино-Шунакский грабенообразный прогиб, имеющий сквозное отображение в нижних горизонтах девонского разреза. Вал прослежен бурением на расстоянии свыше 130 км при ширине 20-30 км. Если восточную границу вала определяет Алтунино-Шунакский прогиб, то западное ограничение его условное. На структурной карте, составленной по подошве репера «аяксы» (тиманский горизонт), эта граница соответствует изогипсе -1500м и совпадает по конфигурации с линией контура нефтеносности девонской залежи. По поверхности фундамента вал представлен линейной грядой, состоящей из цепочки пологих выступов. В разрезе терригенного девона выступам соответствуют морфологически выраженные поднятия. На центральном участке выделяется крупное Ново-Елховское поднятие, где поверхность фундамента и девонские слои занимают приподнятое гипсометрическое положение. От центральной части вала по простиранию слоев опорные горизонты полого погружаются. По каменноугольным отложениям вал включает несколько структурных ветвей, объединяющих свыше 30 локальных поднятий. Большинство из них не имеет отображения в девоне. Следовательно, структурные соотношения на уровне локальных форм носят в большинстве случаев наложенный, реже – сквозной или наложенно-сквозной характер.

К рассмотренным типам положительных структур Южного купола (Южно-Татарский свод) приурочены высокопродуктивные зоны нефтегазонакопления с многочисленными залежами нефти в девонских и каменноугольных отложениях.

Строение склонов Южно-Татарского свода в палеозойском осадочном чехле определяют валы, террасы, валообразные зоны и валообразные структуры субмеридионального, северо-восточного и северо-западного простираний. Степень структурного расчленения склонов свода и ориентировка линейных тектонических элементов неодинаковы. В пределах юго-восточного и южного склонов большинство структурных форм представлено террасами, осложненными пологими локальными поднятиями. Все дислокации имеют северо-восточное простирание (рис.2.2).

На фоне пологого юго-восточного погружения четко выделяется Бавлинско-Туймазинский вал, образующий линейную тектоническую форму II порядка. По всем опорным горизонтам палеозоя здесь установлено совпадение структурных планов. Более сложное строение имеет поверхность кристаллического фундамента, которая погружается под толщу рифейских и вендских отложений. По морфологическим и генетическим признакам вал отнесен к типу сквозных тектонических структур. К северу от Бавлинско-Туймазинского вала расположено Сабанчинское валообразное поднятие, включающее группу небольших локальных форм, закартированных по каменноугольным и пермским слоям. Большинство из них не имеют «корней» в подстилающих девонских отложениях. Среди локальных поднятий юго-восточного склона наибольшее распространение получили очень пологие формы небольших размеров. Установлен также ряд погребенных структур, которые включают девонские грабенообразные прогибы (Тат-Кандызский, Сулинский, Шалтинский и др.) и Фоминовско-Кандызский выступ фундамента. Последний представляет собой додевонское блоковое сооружение, окончательные размеры которого еще не выяснены. По всему периметру древний выступ ограничивают разломы, сопряженные с бортами рифейских грабенов. Границы выступа уверенно проводятся по выклиниванию додевонских отложений. Поверхность фундамента в пределах выступа залегает на абсолютных глубинах –1800-1900м. В рельефе фундамента на востоке выступа оконтуриваются небольшие поднятия.

На месте погребенного выступа по девонским и каменноугольным отложениям вырисовывается Фоминовско-Кандызская моноклиналь. В отличие от других участков склона опорные слои погружаются здесь не в юго-восточном, а в юго-западном направлении. На севере моноклиналь имеет шовное сочленение с крутым крылом Бавлинско-Туймазинского вала. По девонским отложениям моноклинальный склон образует форму пологого структурного «носа», на фоне которого выделяются Тат-Кандызское и Фоминовское поднятия. Последние относятся к типу «сквозных» тектонических структур. Более дифференцированный характер имеет структурный план карбона. Однако большинство локальных поднятий также отличается очень пологими формами и лишено корней в девоне. Таким образом, при сохранении общих черт строения моноклинали по всем горизонтам палеозоя среди мелких структур имеет место частичное несоответствие локальных форм.

На других участках юго-восточного и южного склонов в структуре осадочного чехла доминирующим развитием пользуются пологие террасы северо-восточного простирания: Фоминовская, Кандызская, Хансверкинская, Родниковская, Жмакинско-Александровская, Крым-Сарайская, Ефановская и др. (рис.2.2).

Северный и северо-восточный склоны Южно-Татарского свода по нижним опорным горизонтам разреза расчленены достаточно слабо и имеют аналогичное с Ромашкинским куполом пологое строение. В пределах северо-восточного склона наблюдается моноклинально-ступенчатое погружение фундамента и терригенного девонского комплекса в сторону Камско-Бельского авлакогена.

Северный склон осложнен погружающимися фрагментами меридиональных блоков центральной части свода. Последние доходят до Прикамского глубинного разлома, севернее которого выделяются резко выраженные северо-восточные дислокации Северо-Татарского свода (рис.2.2). В целом северный склон отличается достаточно сложным строением, которое определяют древние субмеридиональные тектонические линии, молодые дислокации северо-восточного простирания и наложенные рифогенные структуры Нижнекамского внутриформационного прогиба (Камско-Кинельская система). В пределах склона выделяется ряд зональных форм, выраженных в строении девонских и каменноугольных отложений. Они представлены Биклянско-Кадыровской, Бастрыкско-Суксинской валообразными зонами, Елгинско-Бурдинской, Нуркеевской и Сакловско-Бахчисарайской террасами. В общих чертах все структуры отличаются меридиональным

простиранием и пологим погружением в северном направлении. Однако наиболее контрастную форму по каменноугольным отложениям имеют те зональные структуры, которые включают рифогенные локальные поднятия (Бастрыкское, Средне-Багряжское, Ново-Суксинское, Биклянское и др.). В то же время девонские поднятия характеризуются очень пологим строением, а большинство морфологически выраженных каменноугольных форм выполаживается в девоне. Поэтому при общем сходстве плановой конфигурации выделенных зональных элементов они различаются в отношении природы и строения составляющих локальных поднятий.

В зоне сочленения северного склона с Сарайлинской седловиной намечается дополнительное осложнение меридиональных блоков с образованием линейных структур северо-восточного простирания (Сарайлинская, Контузлинская валообразные структуры). Наибольшую морфологическую выраженность среди локальных форм имеют поднятия седиментационного типа, связанные с одиночными верхнедевонскими биогермами (Бастрыкское, Средне-Багряжское и др.). Относительно широко представлена здесь также группа малоамплитудных поднятий, сформировавшихся в результате облекания песчаных линз в яснополянском надгоризонте и в терригенном девоне (например, Абдулловское, Лякинское, Тавлуковское). Пользуются распространением небольшие поднятия тектонического типа со сквозным отображением структурных форм в разрезе (например, Сарайлинское, Бурдинское, Нуркеевское, Бахчисарайское).

Северо-восточный склон свода граничит с западным бортом Камско-Бельского авлакогена (рис.2.3). Дизъюнктивная линия шовного сочленения этих тектонических элементов по фундаменту трассируется в северо-западном направлении через Уразметьево-Мензелинск. К востоку от нее поверхность фундамента круто погружается до отметки – 3630 м (скважина № 20005).

В более восточных районах фундамент опущен до глубин 4-5 км. Авлакоген заполнен мощной толщей рифейских и вендских отложений. По выровненной додевонской поверхности в пределах северо-восточного склона вырисовывается моноклиналь, погружающаяся в сторону Бирской седловины. Пологое залегание слоев сохраняется в структуре терригенного комплекса девона. В каменноугольных и пермских отложениях Мензелино-Актанышского района распространены малоамплитудные поднятия, выполаживающиеся с глубиной. Здесь, по данным глубокого и структурного бурения и сейсморазведки, выделена группа наложенных валообразных структур (часть из них предполагаемые), имеющих северо-западное простирание (Актанышская, Киченаратская, Дружбинская и другие). С некоторыми структурами связаны небольшие залежи нефти в карбоне, однако до сих пор ни одно поднятие не было подтверждено в девоне. Более определенно можно ожидать развитие структур с относительным соответствием форм девона, карбона и перми в юго-западной части склона (рис.2.2).

Западный склон Южно-Татарского свода в структуре фундамента и терригенного девонского комплекса представляет собой ступенчато погружающуюся моноклиналь. По каменноугольным и пермским отложениям в пределах склона прослеживаются сложные и разветвленные структурные системы, объединяющие локальные поднятия биогермной природы, связанные своим происхождением с особенностями генезиса Камско-Кинельских прогибов. В общих чертах каменноугольные структуры имеют единое простирание с девонскими террасами. Поэтому строение западного склона, несмотря на значительную расчлененность каменноугольного плана, отличается большей линейностью размещения структурных форм по сравнению с другими склонами Южно-Татарского свода (рис.2.2).

В составе рассматриваемого склона с востока на запад можно выделить три субмеридиональные структуры II порядка: Онбийско-Ерсубайкинскую валообразную зону, Уратьминско-Черемшанский и Ульяновский валы, для которых характерны следующие черты строения: вертикальная структурно-тектоническая неоднородность с явлениями несоответствия локальных форм, отсутствие сквозных площадных ограничений, дизъюнктивно-блоковая структура фундамента, субмеридиональная ориентировка тектонических элементов (рис.2.2).

Онбийско-Ерсубайкинская валообразная зона как единый элемент выражена лишь по каменноугольным слоям, но лишена корней в терригенном девоне. Валообразная зона включает три группы поднятий, насчитывающих в общей сложности свыше 40 локальных форм. Абсолютное большинство из них образовалось в результате облекания верхнедевонских биогермов каменноугольными слоями. Следовательно, здесь преобладает наложенный характер структурных соотношений.

Уратьминско-Черемшанский вал расположен западнее и отличается наличием в разрезе двух крупных структурно-тектонических ярусов. Ядром нижнего яруса служит линейный блок фундамента, имеющий форму гряды субмеридионального простирания. Длина ее более 100 км при ширине 15 км. Наиболее рельефно выделяется восточная часть гряды, вдоль которой трассируется Кузайкинский грабенообразный прогиб. Амплитуда погружения поверхности фундамента в осевой зоне Кузайкинского прогиба относительно центрального участка гряды достигает 50-60 м. К северу рисунок прогиба становится менее четким, постепенно он преобразуется в типично погребенную структуру. По тиманским отложениям наблюдается значительное выполаживание структурных форм. На месте контрастных выступов фундамента вырисовываются пологие Чумачкинское, Сиреневское, Ямашинское и некоторые другие поднятия. Амплитуда девонских поднятий не превышает 10—15 м. По каменноугольным слоям локальный структурный план вала трансформируется в резко выраженные морфологические формы. Выделяются четыре валообразные структуры: Уратьминская, Тавели-Ямашинская, Шегурчинско-Сиреневская, Ашальчинская, которые в свою очередь распадаются на несколько структурных ветвей, состоящих из локальных поднятий. По кровле турнейских отложений крылья валообразных структур усиливают послетурнейские эрозионные врезы: они придают им линейность и увеличивают амплитуду. Бурением установлено свыше 70 локальных поднятий, имеющих куполовидную или брахиантиклинальную форму при средних размерах 1,5x1,5 км, 1,0x2,0 км, 2,0x3,0 км. Амплитуда структур колеблется от 10-15 до 70 м. По морфологическим и генетическим признакам большинство поднятий относится к типу наложенных седиментационных структур. На отдельных участках выявлены также поднятия тектонического и седиментационно-тектонического типов со сквозным и погребенным характером структурных соотношений.

Ульяновский вал характеризуется аналогичным строением. Протяженность его составляет 80 км при ширине 15-20 км (рис.2.2). Восточная граница вала не имеет однозначных признаков и в значительной степени условна. По нижним горизонтам разреза она соответствует пологому Амировскому грабенообразному прогибу. Западная граница вала совпадает с дизъюнктивной линией кристаллического фундамента, подтверждающей шовное сочленение Южно-Татарского свода с восточным бортом Мелекесской впадины. Она фиксируется

по Баганинскому грабенообразному прогибу и сопряженному с ним линейному уступу. В рельефе поверхности фундамента гипсометрически приподнятая часть гряды осложняется резким Сотниковским, пологим Ульяновским и другими выступами. По отношению к ним амплитуда погружения желоба Баганинского прогиба достигает 150-200 м. По терригенным отложениям девона на месте докембрийской гряды вырисовывается пологая терраса с расплывчатыми формами. На фоне ее выделяются Ивашкинское, Сотниковское (более резкое), Ульяновское и другие поднятия. По каменноугольным отложениям структурный план значительно расчленен. Выделяются три валообразные структуры: Архангельская, Ново-Шешминская, Ивашкинско-Ульяновская. Они объединяют свыше 35 куполовидных локальных поднятий. Средние размеры их 1,5x2,0 км, 2,0x3,0 км, амплитуды 20-60 м. Все каменноугольные структурные зоны направлены субмеридионально.

На северном участке западного склона расположены Пановская, Кулмаксинская и Мельнинская валообразные структуры, отличающиеся поперечной (субширотной) ориентировкой. Составляющие их локальные поднятия (кроме Кулмаксинского) не имеют корней в нижних горизонтах девона.

Локальные поднятия в пределах западного склона характеризуются различной природой и неодинаковой глубиной заложения. Некоторые каменноугольные формы расположены над положительными изгибами терригенных слоев девона и имеют общие с ним черты строения (Сиреневское, Ульяновское, Ямашинское, Ново-Еланское и др.). Это небольшая группа сквозных тектонических и седиментационно-тектонических поднятий. Однако подавляющее число локальных каменноугольных структур относится к типу наложенных, так как их корни не прослеживаются ниже подошвы верхнефранских биогермов. Всем сравнительно четким поднятиям соответствуют «раздувы» мощности франско-фаменской карбонатной толщи девона вследствие формирования внутри ее рифогенных построек. В верхних горизонтах карбона и в перми структурные формы несколько выполаживаются.

На западном склоне Южно-Татарского свода широко развиты зоны нефтегазонакопления и залежи нефти в каменноугольных и девонских отложениях, контролируемые валообразными структурами (зонами) и локальными формами. Залежи нефти в девонском терригенном комплексе связаны с малоамплитудными локальными поднятиями.

Анализ соотношения структурных планов показывает, что Южно-Татарский свод в его центральной части может рассматриваться как тектоническое сооружение со значительными структурными несоответствиями локальных форм. Его краевые зоны, особенно западный и юго-восточный склоны, отличаются относительным соответствием. Территория с частичным несоответствием локальных форм проходит вдоль южного борта Камско-Кинельской системы прогибов. Двойственность факторов структурообразования (тектонические, седиментационные процессы) в значительной степени затушевала глубинное строение. По множеству морфологических признаков Южно-Татарский свод может быть отнесен к наложенно-сквозному типу структур [40].

Северо-Татарский свод

Северо-Татарский свод характеризуется значительной расчлененностью рельефа фундамента и появлением в структуре осадочного чехла четких линейных валов и валообразных зон с господствующим северо-восточным простиранием (рис.2.2). Весь свод можно рассматривать как тектоническое сооружение с относительно полным соответствием структур по всему разрезу. Границы свода проходят по разломам фундамента, с которыми связаны прогибы, авлакогены и впадины разного времени заложения. От Южно-Татарского свода он отделяется Сарайлинской седловиной, совпадающей с общим направлением простирания Прикамского глубинного разлома. С запада, востока и юга Северо-Татарский свод ограничивается Казанско-Кажимским, Камско-Бельским авлакогенами и Мелекесской впадиной. На севере через Мари-Турекский прогиб центральная часть свода сочленяется с Немским выступом (рис.2.3). По направлению к Северо-Татарскому своду наблюдается сокращение объема девонского терригенного комплекса пород, обусловленное процессами размыва и выклинивания осадков. Если на далеком погружении свода распространены отложения всех составляющих горизонтов терригенного девона, то в его центральной части выделяется обширная область частичного и полного отсутствия осадков рассматриваемого комплекса. Таким образом, Северо-Татарский свод, в отличие от Южно-Татарского, имеет древнюю историю. Уже в девонское время он представлял собой вполне самостоятельную положительную структуру, продолжавшую свое развитие в более поздние геологические периоды (вплоть до мезозойско-кайнозойского времени). Устойчивость и большая контрастность тектонических движений обусловили совпадение большинства структурных форм II и III порядков по всему разрезу осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента.

На территории Татарстана в составе рассматриваемого свода с востока на запад можно выделить три крупных блока или выступа: Камский, Кукморский и Ковалинский (рис.2.2). По фундаменту границы блоков проходят по разломам и имеют прямолинейные очертания. В осадочном чехле дизъюнктивным нарушениям соответствуют прогибы или флексуры.

Камский блок расположен в пределах юго-восточного палеосклона Северо-Татарского свода, но в современном структурном плане занимает высокое гипсометрическое положение. В рельефе фундамента блок представляет собой чрезвычайно раздробленное тектоническое сооружение. Строение его определяет группа кулисообразно ориентированных асимметричных гряд северо-восточного простирания, ограниченных разломами. Наиболее резко выражены в современной морфологии Елабужская, Первомайская, Бондюжская, Усть-Икская и Азево-Салаушская гряды. Менее четкими формами и пологим строением отличаются Шийская, Грахово-Шурнякская и Грахано-Сентяковская гряды. Дизъюнктивным структурам фундамента в осадочном чехле соответствует система контрастных валов сквозного типа. По всем горизонтам разреза они характеризуются асимметричным строением: юго-восточные крылья их крутые, с углами падения слоев до 8 градусов и амплитудой до 80-90 м, а северо-западные – пологие. В зоне сочленения с Прикамским разломом все валы имеют четкую линейную форму (Азево-Салаушский, Усть-Икский, Елабужский). По мере удаления от главного разлома они приобретают более изометричные очертания и широкие плоские своды (Бондюжский, Первомайские валы). Расположенные к западу Шийская, Грахово-Шурнякская и Грахано-Сентяковская гряды преобразуются по девону в линейные структурные террасы. Валы объединяют в основном однородные поднятия со сквозным соотношением структурных форм.

На основании имеющегося материала можно утверждать, что основные черты строения Камских валов представляются в следующем виде: отмечается полное совпадение структурных планов от пермских отложений до фундамента, с увеличением глубин крутизна флексурообразных крыльев существенно не меняется; локальные поднятия, сопряженные с крутыми крыльями валов, прослеживаются по всему разрезу; поднятия, не связанные с флексурами, выражены менее рельефно; поднятия, формировавшиеся под воздействием органо-

Рис. 2.1. Обзорная карта Волго-Уральской нефтегазоносной провинции
(Составили: *Шаргородский И.Е., Либерман В.Б., Зинатова М.Ф., Гирина И.Н., Казаков Э.Р.*)

Рис. 2.2. Тектоническая схема палеозойского осадочного чехла
Республики Татарстан
(Составил Е.Д. Войтович)

Условные обозначения:

1 – Границы крупных тектонических структур первого порядка; I – Южно-Татарский свод; II – Северо-Татарский свод; III – Мелекесская впадина; IV – Казанско-Кажимский авлакоген; V –Восточный склон Токмовского свода; VI – Бирская седловина. Составные элементы структур первого порядка и структуры второго порядка (купола, валы, валообразные зоны, залообразные структуры, террасы и др.); 2 – границы сквозных и наложенно-сквозных структур; 3 – границы наложенных и погребенно-наложенных структур.

Наименования структур на схеме:

I. Южно-Татарский свод. Сводовая часть – *1* – Южный (Ромашкинский) купол, *2* – Акташско-Ново-Елховский вал, *3* – Куак-Башская валообразная структура, *4* – Алтунино-Шунакский прогиб; Западный склон, *5* – Онбийско-Ерсубайкинская валообразная зона, валы: *6* – Уратьминско-Черемшанский, *7* – Ульяновский, валообразные структуры: *8* – Пановская, *9* – Кулмаксинская, *10* – Мельнинская; Северный склон – валообразные зоны: *11* – Биклянско-Кадыровская, *12* – Бастрыкско-Суксинская, террасы: *13* – Елгинско-Бурдинская, *14* – Нуркеевская, *15* – Сакловско-Бахчисарайская, валообразные структуры: *16* – Сарайлинская, *17* – Контузлинская; Северо-восточный склон – *18* – Актанышская валообразная структура, предполагаемые валообразные структуры: *19* – Киченаратская, *20* – Дружбинская, *21* – Муслюмовская, *22* – Шуганская, *23* – Грачевская; Юго-восточный и Южный склоны – террасы: *24* – Кармалинско-Тумутукская, *25* – Чеканская, *26* – Сабанчинская валообразная структура, *27* –Бавлинско-Туймазинский вал, террасы: *28* – Фоминовская, *29* – Кандызская, *30* – Хансверкинская, *31* – Родниковская, *32* – Жмакинско-Александровская, *33* – Крым-Сарайская, *34* – Ефановская, *35* – Коногоровская, *36* – Сугушлинская.

II. Северо-Татарский свод. Сводовая часть – Ков.-Ковалинский выступ (блок), валообразные зоны: *37* – Масловско-Ветровская, *38* – Ковали-Чучинская, *39* – Горохово-Польская терраса, *45* – Ципьинская валообразная структура, Кук.-Кукморский выступ (блок), валообразные зоны, валы: *40* – Уркушско-Кутлубукашская, *41* – Кабык-Куперская, *42* – Кирменская, *43* – Дигитлинский, *44* – Нижне-Шуньская, *46* – Мари-Турекский прогиб; Западный склон – *47* – Державинско-Пестречинская валообразная зона; Юго-восточный (палео) склон – Кам.-Камский выступ (блок), террасы: *48* – Шийская, *49* – Грахово-Шурнякская, *50* – Грахано-Сентяковская, валы: *51* – Елабужский, *52* – Первомайский, *53* – Бондюжский, *54* – Усть-Икский, *55* – Азево-Салаушский, валообразные структуры: *56* – Кучуковская, *57* – Сарсакская, *58* – Сарайлинская седловина.

III. Мелекесская впадина. Восточный борт – *59* – Черемуховско-Кадеевская валообразная зона, *60* – Енорускино-Кутушская валообразная структура, валы: *61* – Аксубаево-Эштебенькинский, *62* – Нурлатский, валообразные структуры, зоны: *63* – Пионерская, *64* – Вишнево-Полянская, *65* – Зюзеевская, *66* – Аканско-Степноозерская, *67* – Максимкинская, *68* – Северо-Елтанская, Западный борт, *69* – Пичкасско-Бугровский вал.

IV. Казанско-Кажимский авлакоген.*70* – Казакларский вал, *71* – Улеминская валообразная структура, *72* – Азелевская валообразная зона (предполагаемая).

V. Восточный склон Токмовского свода. *73*– Кищакинская терраса (предполагаемая).

генных построек, образуют два морфогенетических типа со сквозным и наложенным характером структурных соотношений. Поскольку в формировании валов большое значение имели послепермские тектонические движения, их секущее положение по отношению к разнофациальным зонам Камско-Кинельской системы прогибов отразилось на характере поэтажных структурных соотношений. Так, в депрессионной части Нижнекамского прогиба, где нет рифогенных построек, сквозные тектонические линии фиксируются без изменения на всех структурных уровнях. В бортовых и прибортовых зонах прогиба строение валов усложняется вследствие появления верхнефранско-турнейских рифогенных массивов. С валами связаны зоны нефтенакопления с залежами в девонских и каменноугольных отложениях.

Северо-восточный участок Камского блока по фундаменту шовно сочленен с западным бортом Камско-Бельского рифейского авлакогена. По нижним горизонтам разреза здесь фиксируется моноклинальный склон, крутизна которого резко возрастает по поверхности фундамента. На фоне моноклинального склона четкие локальные поднятия не намечаются. По каменноугольным отложениям на месте девонской моноклинали выделяются две валообразные структуры северо-западного простирания: Кучуковская и Сарсакская. Корни их связаны с рифогенными массивами, формировавшимися в позднедевонское время в связи с заложением и развитием Сарапульского прогиба Камско-Кинельской системы. В отличие от северо-восточных тектонических линий, характерных для Камского блока, направление простирания этих структур изменяется на северо-западное, типичное уже для структур Бирской седловины (рис.2.2). В пределах Камского блока сохранилась от размыва достаточно мощная толща девонских терригенных пород (80-100 м). Наличие в структуре блока четких линейных валов в сочетании с благоприятным литологическим фактором способствовало формированию значительных по размерам и запасам нефтяных месторождений в отложениях терригенного девона.

Кукморский блок также не является монолитным массивом, а представляет собой комбинацию разновысотных гряд кристаллического фундамента, ориентированных в северо-восточном и субширотном направлениях. По данным бурения глубоких скважин, блок резко делится на две части: восточную, нефтеносную (Дигитлинский вал, Кирменская и другие валообразные зоны) с наличием осадков терригенного девона и западную – с их преимущественным отсутствием. Наиболее значительная полоса повышенных мощностей терригенного девона (до 35 м) в западной части блока соответствует Тюлячинскому прогибу. Распределение суммарной мощности осадков терригенного девона в целом соответствует особенностям древнего и современного структурных планов поверхности фундамента. Так, на гипсометрически приподнятых участках мощность отложений сокращается, а в грабенообразных прогибах увеличивается. Основные черты современного строения Кукморского блока сложились под влиянием тектонических движений по разломам субмеридионального, северо-восточного и субширотного простираний. Древнейшими являются субмеридиональные структурные элементы, к которым относится система погребенных грабенообразных девонских прогибов. Однако эти тектонические линии были существенным образом переработаны позднее движениями других господствовавших направлений.

В рельефе поверхности фундамента Кукморский блок образует крупный, весьма расчлененный выступ, расположенный в зоне размыва и выклинивания отложений терригенного девона. Тектонические границы его в значительной степени условны и проводятся на западе по Тюлячинскому, на востоке – по Мамадышскому прогибам. Северной границей Кукморского блока служат Мари-Турекский прогиб и система субширотных нарушений. В составе Кукморского блока выделены пять линейных гряд. В структуре перекрывающих осадочных отложений им соответствуют валы или линейные валообразные зоны. Из них четыре линейных положительных элемента (Дигитлинский вал, Кирменская, Кабык-Куперская, Уркушско-Кутлубукашская валообразные зоны) ориентированы в северо-восточном направлении, а одна зона – в широтном (Нижне-Шуньская). Структурный план терригенного девона унаследует основные черты строения поверхности кристаллического фундамента. По каменноугольным слоям и кровле ассельского яруса отчетливо выделяется вся система глубинных дислокаций, и сохраняются основные направления ее простирания (рис.2.2).

Дигитлинский вал расположен в восточной части Кукморского выступа и относится к числу наиболее изученных структур. По поверхности фундамента он образует форму асимметричной гряды с крутым юго-восточным и сравнительно пологим северо-западным склонами. Крутой уступообразный склон, амплитуда которого превышает 70 м, несомненно, имеет дизъюнктивную природу. О наличии разлома свидетельствуют данные скважины № 55, вскрывшей среди отложений терригенного девона дайку магматических пород. По своему строению в верхних и нижних горизонтах разреза Дигитлинский вал аналогичен Прикамским дислокациям.

Кирменская валообразная зона расположена западнее Дигитлинского вала и отделяется от него небольшим прогибом. В отличие от Дигитлинского вала она не имеет таких резких морфологических форм. Цоколь зоны в структуре поверхности фундамента и тиманских слоев образует линейную террасу, на фоне которой выделяются малоамплитудные локальные поднятия. Структурный план некоторых из них в верхних горизонтах разреза сформирован под воздействием позднедевонских органогенных построек. Кабык-Куперская валообразная зона имеет аналогичное строение.

Уркушско-Кутлубукашская валообразная зона располагается у западной границы Кукморского выступа. Ее отличает крутое северо-западное крыло, которое сопряжено с Тюлячинским прогибом. Простирание и линейная форма зоны сохраняются по отложениям девона, карбона и нижней перми. Вся система северо-восточных дислокаций почти под прямым углом сочленяется с Нижне-Шуньской субширотной зоной. Южное крыло последней сопряжено с неглубоким рифейским грабенообразным прогибом, имеющим аналогичное простирание. Этот прогиб, по-видимому, представляет собой южное ответвление Кокарского грабена. Особенностями строения Нижне-Шуньской зоны являются прямолинейные очертания и крутые крылья, в основе которых лежат разломы. Бурением валообразная зона изучена недостаточно. Формирование локальных форм протекало здесь под воздействием тектонических процессов. В образовании небольших куполов, не связанных с дизъюнктивной природой зоны, принимали участие ядра одиночных девонских биогермов. К линейным структурам Кукморского блока приурочены небольшие зоны нефтенакопления или единичные залежи нефти в девоне.

Ковалинский блок, по данным редкой сети скважин, представляет собой крупный выступ фундамента, характеризующийся резко сокращенной мощностью или полным отсутствием девонских терригенных отложений. На его территории залежи нефти не установлены. С запада выступ ограничивает Казанско-Кажимский авлакоген, с юга и востока граница проходит по разломам и нулевой изопахите терригенной толщи девона. В отличие от Кукморского выступа, основные структурные линии имеют меридиональное простирание (рис.2.2).

Ковалинский выступ в рельефе фундамента распадается на четыре крупные линейные гряды, ограниченных разломами: Горохово-Польскую, Ковали-Чучинскую, Масловско-Ветровскую, Державинско-Пестречинскую. Последняя расположена в пределах западного склона Северо-Татарского свода на границе с Казанско-Кажимским авлакогеном. В структуре осадочного чехла всем грядам фундамента соответствуют валообразные зоны или террасы. Гряды опоясывают узкие субмеридиональные грабенообразные прогибы девонского формирования, которые частично прослеживаются в современном структурном плане фундамента (Ветровский, Янчиковский, Тюлячинский). По девонским слоям (кровля тиманского горизонта) строение гряд существенно не меняется. Многие крупные локальные поднятия являются сквозными и сохраняют замкнутую форму по разрезу (например, Ковали-Чучинское, Державинское, Масловское). По каменноугольным отложениям структурный план усложняется вследствие появления одиночных поднятий наложенного типа, сформировавшихся на месте верхнефранско-фаменских биогермов. В северной части Ковалинского выступа прогнозируется Цыпьинская валообразная структура субширотного простирания. Особенности ее строения и характер сопряжения с меридиональными тектоническими элементами не совсем ясны.

На крайнем севере, за пределами административных границ Татарстана, расположен крупный Немский выступ фундамента погребенного типа. В отличие от других тектонических элементов Северо-Татарского свода он не имеет отображения в каменноугольном и пермском структурных планах. Южная граница выступа по нижним горизонтам разреза проходит по Мари-Турекскому, а северная по Чепецкому прогибам. На большей части Немского выступа терригенные отложения девона отсутствуют (рис.2.3).

В соответствии с классификацией Р.О. Хачатряна (1979), Северо-Татарский свод, отраженный в строении поверхности фундамента и структурных этажах осадочного чехла, может быть отнесен к типу сквозных структур.

Мелекесская впадина

В административном отношении впадина занимает юго-западную часть Татарстана и смежные районы Ульяновской и Самарской областей. Впадина отчетливо выражена в современном структурном плане и разобщает Южно-Татарский, Северо-Татарский, Токмовский и Жигулевско-Пугачевский своды (рис.2.1). Наличие внутри Мелекесской впадины разнородных тектонических элементов, вовлеченных в послепермскую эпоху в единую зону опускания, привело к возникновению дислокаций различных простираний, отличающихся сложным характером соотношения структурных планов. В ее границах выделяются западная часть погребенного Серноводско-Абдулинского рифейского авлакогена, Алькеевско-Пичкасский грабен, внутриформационные прогибы Камско-Кинельской системы и ряд других погребенных структурных форм (рис.2.3). Современные границы впадины четко фиксируются по всем горизонтам палеозоя и в рельефе кристаллического фундамента. Амплитуда прогибания нижнепермских, тульских, тиманских слоев и поверхности фундамента 300-400 м. В зоне Серноводско-Абдулинского авлакогена фундамент залегает на отметках -3000-3500 и более метров.

С наибольшей степенью детальности изучена бурением структура пермских и каменноугольных отложений. Бортовые склоны впадины имеют ступенчатое строение. Наиболее низкое гипсометрическое положение пермских и каменноугольных слоев установлено на юге, в районе Димитровграда и Надеждино. Амплитуда максимального погружения нижнепермских и каменноугольных отложений в осевой части впадины составляет 400 м. Естественные геологические границы Мелекесской впадины сформировались в результате активных послепермских тектонических движений. Они имеют изломанно-прямолинейные очертания и совпадают с линейными уступами и флексурами. Северная граница впадины проходит по Прикамскому разлому, который отражен резким уступом по поверхности фундамента и односторонней флексурой в осадочных отложениях. По данным космогеологических исследований, линеаменты субширотного простирания четко фиксируют эту тектоническую линию, подтверждая, таким образом, ее молодой возраст и дизъюнктивную природу. Восточная граница Мелекесской впадины трассируется по линейному уступу, сопряженному с бортом древнего Баганинского грабенообразного прогиба. Положение этой шовной линии отображается и в линеаментном поле. Западный борт впадины представляет собой сложный тектонический узел, сформированный разновременными блоковыми подвижками. Наиболее активные новейшие движения отразились в линеаментном поле, которое стало своеобразным индикатором для выделения границ сочленения крупных структур, связанных с перепадами гипсометрических уровней залегания опорных поверхностей. Естественная геологическая граница Мелекесской впадины с восточным склоном Токмовского свода, по-видимому, соответствует линеаментной зоне меридионального простирания. Юго-восточная граница впадины проводится по флексуре, опоясывающей дугообразные дислокации Сокской седловины. На юге Мелекесская впадина смыкается с глубоко погруженным по фундаменту и осадочным слоям Ставропольским прогибом. Таким образом, все тектонические границы Мелекесской впадины характеризуются сквозным отображением, что обусловлено их дизъюнктивной природой (рис.2.1, 2.2).

Мелекесская впадина по строению асимметрична, так как фактически не имеет северного борта, поскольку здесь она резко ограничена уступом на месте Прикамского разлома, сочленяющего ее с Северо-Татарским сводом и Казанско-Кажимским авлакогеном. Наиболее широкий восточный борт впадины осложнен многочисленными локальными поднятиями и структурами II порядка. Господствующее влияние на закономерности размещения локальных поднятий оказала структура Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы (рис.2.1).

В отличие от сопряженного с ним западного склона Южно-Татарского свода восточный борт впадины характеризуется резко выраженным ступенчатым строением. В осадочном чехле и отчасти в рельефе фундамента ступеням соответствуют валы, валообразные зоны, террасы и валообразные структуры, образующие сложную систему дислокаций северо-западного простирания. Они объединяют однородные, главным образом седиментационные, и разнородные локальные поднятия. В составе восточного борта Мелекесской впадины с востока на запад можно выделить 10 разнотипных линейных структур, из них 9 северо-западного простирания (Черемуховско-Кадеевская, Енорускино-Кутушская, Аксубаево-Эштебенькинская, Нурлатская, Пионерская, Вишнево-Полянская, Зюзеевская, Аканско-Степноозерская, Максимкинская) и одна субширотного (Северо-Елтанская). Большинство структур второго порядка контролирует зоны нефтенакопления с залежами преимущественно в каменноугольных отложениях (рис.2.2).

Черемуховско-Кадеевская валообразная зона занимает крайнее восточное положение и в строении рельефа фундамента представлена линейной грядой протяженностью до 60 км. Восточный склон гряды ограничен Баганинским грабено-

Рис. 2.3. Структурно-тектоническая схема кристаллического фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Составили: *Шаргородский И.Е., Либерман В.Б., Казаков Э.Р., Зинатова М.Ф., Гирина И.Н., Зиганшин А.А.*)

Рис. 2.4. Схема палеотектоники Волго-Уральской провинции к концу эйфельско-семилукского этапа (по О.М. Мкртчяну, 1977 г., с добавлениями)

Региональные области осадконакопления: *1* – Казанско-Кажимская; *2* – Камско-Бузулукская (Камско-Бузулукская палеосинеклиза по В.А. Клубову, 1973 г.); *3* – основные нефтепродуцировавшие бассейны: ВК – Верхнекамский; РБ – Радаевско-Бузулукский; *4* – границы площадей (I, II, III, IV, V), где отсутствуют отложения эйфельско-пашийского комплекса; *5* – западная граница промышленной нефтеносности в терригенной толще девона; *6* – месторождения нефти в девонских отложениях (современное размещение)

образным прогибом. По кровле репера «средний известняк» (живетский ярус) структурный план почти не меняется. По тиманским отложениям докембрийской гряде соответствует выположенная структурная терраса, на фоне которой выделяется Кадеевское поднятие.

Расположенная к западу Енорускино-Кутушская валообразная структура по поверхности кристаллического фундамента представляет собой аналогичную по конфигурации пологую и слабо расчлененную гряду северо-западного простирания. Западный склон ее ограничен Тимошкинским прогибом. По тиманским слоям структурный план гряды в основном сохраняется, но приобретает еще более расплывчатые очертания.

Строение верхних структурных этажей, включающих каменноугольные и пермские отложения, резко осложняется появлением многочисленных контрастных куполов. Ядра их образованы верхнефранско-фаменскими биогермами. Локальные поднятия группируются в линейные ассоциации. В пределах Енорускино-Кутушской валообразой структуры в структурном плане карбона и перми выделяется свыше 20 локальных куполов. По восточному крылу ее проходит послетурнейский врез, а вдоль западного крыла – Тимошкинский прогиб. Черемуховско-Кадеевская валообразная зона по горизонтам карбона и перми распадается на две, а местами на три структурные ветви, включающие более 20 локальных форм. Средние размеры куполов 2,0x1,5 – 3,0x2,0 км при амплитудах 20-60 м. Большинство каменноугольных поднятий выполаживаются в девоне, поскольку являются наложенными формами седиментационного типа. Таким образом, в пределах валообразных структур отсутствуют сквозные пространственные связи между локальными куполами, вследствие чего их границы условны.

К западу расположены Аксубаево-Эштебенькинский и Нурлатский валы (рис.2.2). Их формирование тесно связано с послепермскими тектоническими движениями блоков фундамента, которые существенно переработали разнородные структурные формы, придали им линейность, подчинив единому простиранию. Аксубаево-Эштебенькинский вал по фундаменту и терригенному девону представлен узкой асимметричной структурой северо-западного простирания, ограниченной по западному и восточному крыльям Андреевским и Тимошкинским прогибами. Длина вала в пределах изученной части превышает 40 км, ширина 5-6 км. По оси вал осложнен цепочкой локальных поднятий, из которых наиболее четкими являются Эштебенькинское, Хуторское, Мокшинское, Аксубаевское. Через центральную зону вала проходит извилистый желоб послетурнейского вреза. Полоса распространения этого вреза в значительной степени «переработана» послепермскими тектоническими движениями. Это фиксируется изменениями гипсометрических уровней размытой турнейской поверхности, не согласованной с глубиной вреза. Большинство локальных каменноугольных форм образовалось под воздействием девонских органогенных построек. В ряде случаев и терригенные слои девона ниже биогермов образуют замкнутые поднятия небольшой амплитуды. В ядрах Эштебенькинского и Хуторского поднятий расположены резкие выступы фундамента. Таким образом, часть локальных поднятий, формирующих структурный план вала, имеет сквозное отображение в разрезе. Подчиненную роль играют погребенные формы и бескорневые поднятия седиментационного типа. В целом для рассмотренного вала характерно развитие разнородных локальных поднятий.

Нурлатский вал относится к числу наиболее изученных элементов восточного борта Мелекесской впадины. Являясь структурой седиментационно-тектонического типа, вал объединяет разнородные поднятия. Из них бескорневые формы седиментационного типа группируются в северной части вала, а сквозные тектонические – в южной. Длина вала 50 км, ширина 6-10 км. Северо-восточное крыло вала сопряжено с узким Андреевским прогибом. На юге он имеет сквозное отображение, а к северу постепенно затухает. Южный отрезок вала по нижним горизонтам разреза образует форму четко выраженной брахиантиклинальной складки асимметричного строения: северо-восточное крыло ее более крутое, чем юго-западное. Амплитуда погружения поверхности фундамента в осевой части Андреевского прогиба 60 м, тиманских слоев 45 м, углы падения достигают 5 градусов. По терригенному девону строение южного участка вала более пологое, чем в рельефе фундамента. По каменноугольным слоям структурный план усложняется за счет появления небольших куполов. Размеры их колеблются в пределах 1,5x2,0 – 2,0x3,0 км при амплитудах 20-50 м. Все локальные поднятия связаны общим цоколем. Каменноугольные формы развивались под воздействием девонских органогенных построек. В северо-западном направлении вал распадается на три параллельные структурные ветви. Они включают морфологически выраженные каменноугольные формы, содержащие ядра верхнедевонских биогермов. Все каменноугольные поднятия рифогенного генезиса выполаживаются в терригенных отложениях девона.

Среди тектонических элементов, расположенных к западу от Нурлатского вала, наиболее четко выражены в структуре каменноугольных отложений следующие валообразные структуры: Пионерская, Вишнево-Полянская, Зюзеевская, Аканско-Степноозерская и Максимкинская (рис.2.2). Они объединяют большую группу куполовидных поднятий наложенного типа, имеющих контрастную форму по каменноугольным и пермским отложениям. Ядрами куполов являются верхнедевонские биогермы. С продуктивными горизонтами нижнего и среднего карбона большинства поднятий связаны многочисленные нефтяные залежи. Валообразные структуры группируются в несколько параллельных структурных полос северо-западного простирания, на месте которых по девонским отложениям и поверхности фундамента вырисовываются расплывчатые террасовидные ступени и моноклинали. Следовательно, валообразные структуры выполаживаются в девоне, поскольку заложение большинства из них происходило при ведущей роли седиментационного фактора. Относительно погруженное положение на восточном борту Мелекесской впадины занимает Максимкинская валообразная структура. Она отличается дугообразной формой и неоднородным строением. Широтный участок структуры объединяет сквозные поднятия тектонического и седиментационного типов. Юго-восточное окончание ее включает наложенные или бескорневые поднятия седиментационного типа (рис.2.2).

К характерным структурным осложнениям северной части восточного борта Мелекесской впадины относится Северо-Елтанская валообразная структура, имеющая северо-восточное простирание. Она вытянута вдоль Прикамского разлома и осевого желоба Усть-Черемшанского внутриформационного прогиба. Ядра локальных поднятий наложенного типа образованы здесь девонскими биогермами. Одновременно на этом участке проявляли активность блоковые движения, что подтверждает наличие выступа фундамента.

Тектоническое строение центральной части Мелекесской впадины глубоким бурением освещено недостаточно. Область максимального прогибания поверхности фундамента совпадает с Алькеевско-Пичкасским грабеном. Последний, вероятно, не имеет далекого северо-западного продолжения и затухает к северу от глубокой скважины № 2. Вдоль бортов грабена

в рельефе фундамента фиксируются четкие линейные ступени погребенного типа (Юхмачинская терраса). В структурном плане терригенных слоев девона область максимального погружения смещена к юго-востоку (Лабитовская, Филипповская площади). В более молодых верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях над центральной частью впадины выделяется Усть-Черемшанский внутриформационный прогиб, с которым связано образование самостоятельного структурного этажа. Сейсморазведочные работы МОГТ, проведенные в последние несколько лет, позволили существенно уточнить структурно-тектоническую модель Усть-Черемшанского прогиба и выявить группу локальных поднятий по отражающим горизонтам карбона и девона. На северо-западе и западе Мелекесская впадина граничит с Казанско-Кажимским авлакогеном и восточным склоном Токмовского свода. Последний характеризуется моноклинально-ступенчатым погружением с запада на восток.

Западный борт Мелекесской впадины осложнен крупным Пичкасско-Бугровским валом сквозного типа, отраженным по всем горизонтам осадочного чехла. В рельефе фундамента валу соответствует субмеридиональная линейная гряда, которая на севере пересекается Алькеевско-Пичкасским грабеном, а на юге (к северу от Новиковки) – неглубокой депрессией, представляющей собой южное погребенное окончание Казанско-Кажимского авлакогена. В осадочном чехле вал имеет форму сравнительно узкой линейной, резко асимметричной протяженной структуры субмеридионального простирания, прослеженной бурением на расстоянии 120 км при ширине 12-16 м. Амплитуда его крутого восточного крыла по различным горизонтам разреза колеблется от 115 до 200 м. В направлении с севера на юг вал ступенчато погружается и осложняется локальными поднятиями (Пичкасское, Бугровское, Новиковское и др.). Несмотря на недоизученность вала, очевидно, что он является крупным структурным элементом западного борта Мелекесской впадины. Южнее, уже на территории Ульяновской области в пределах западной прибортовой зоны Усть-Черемшанского прогиба, установлена группа рифогенных поднятий, образующих четкие морфологические формы в карбоне (Озеркинское, Зимницкое, Мулловское, Филипповское, Новобесовское и др.). Однако в нижних горизонтах разреза, в частности по кровле терригенных отложений девона, они чаще всего не имеют отображения. Юго-восточным ограничением Мелекесской впадины являются Сокско-Шешминские дислокации и Сокская седловина.

На крайнем юге Мелекесская впадина сочленяется с глубоко погруженным Ставропольским прогибом широтного простирания (рис.2.1). Рассмотренные тектонические особенности позволяют сделать вывод, что Мелекесская впадина и Ставропольский прогиб принадлежат к типу сквозных отрицательных форм. Они имеют неоднородное строение (Мелекесская впадина), но характеризуются относительным соответствием пространственного положения бортов и зон погружения по всем структурным этажам осадочного чехла и поверхности фундамента. В Мелекесской впадине широко развиты зоны нефтегазонакопления в каменноугольных отложениях и залежи пермских битумов, контролируемые валами и валообразными структурами наложенного типа.

Казанско-Кажимский авлакоген

Рассматриваемая структура генетически сочетает в себе рифейский грабен на севере, девонский прогиб и систему инверсионных валов в верхнедевонско-каменноугольных и пермских отложениях. Авлакоген вытянут в меридиональном направлении на расстоянии свыше 800 км при ширине 50-80 км (рис.2.1). В границах Татарстана расположена его южная затухающая часть (Казанская седловина). В структуре фундамента она выражена линейным меридиональным прогибом, выполненным мощной толщей терригенных девонских отложений. Ширина прогиба 70-80 км. Борта его сопряжены с системой дизъюнктивных нарушений, которые фиксируются уступами в рельефе фундамента и подтверждаются в линеаментном поле по результатам дистанционных исследований. Восточная граница авлакогена проходит по линейному уступу фундамента, где отмечается резкое сокращение мощности терригенных отложений девона. Аналогичным образом проводится и его западная граница. Генетическая связь в характере дислокаций по нижним и верхним структурным этажам проявляется в форме сложных зависимостей.

В основании авлакогена на территории РТ находится резкое понижение рельефа фундамента, над которым слои терригенного девона образуют прогиб более пологих форм, а породы пермско-каменноугольного возраста занимают высокое гипсометрическое положение на уровне соседних сводов и формируют сложную систему инверсионных поднятий. В осевой зоне прогиба суммарная мощность терригенных образований девона достигает 211 м, на бортах 100-50 м. Субмеридиональные тектонические линии, осложняющие авлакоген, представлены Казакларским валом и Азелевской валообразной структурой (рис.2.2). Они различаются глубиной погружения, неодинаковой морфологической расчлененностью и типами локальных поднятий. В рельефе фундамента эти структуры отображены линейными грядами, условные оси которых на широте Камского Устья под острым углом пересекают Алькеевско-Пичкасский грабен. Структурный узел, возникший на месте стыка западного борта Мелекесской впадины, Казанско-Кажимского авлакогена и восточного склона Токмовского свода, имеет сравнительно простое строение. Южная, погребенная часть авлакогена прослежена западнее Пичкасско-Бугровского вала, где она постепенно затухает. Структурные формы тиманских слоев несколько сглажены, но полностью наследуют конфигурацию рельефа кристаллического фундамента. Севернее отчетливо вырисовываются Казакларское и Сумкинское поднятия (Казакларский вал). Строение других поднятий, изученных одиночными скважинами, представляется более пологим.

Структурный план фаменских отложений значительно отличается от строения поверхности терригенного девона, что объясняется влиянием седиментационных факторов в связи с развитием Камско-Кинельских прогибов. Отмечается заметное увеличение амплитуд локальных форм. Наиболее высокое гипсометрическое залегание кровли фаменских отложений зафиксировано над южной частью Казанско-Кажимского авлакогена. Одновременно в структуре фаменских отложений обозначились Казакларское и Сумкинское поднятия. Южнее, на Свияжской площади, в это же время возникла группа небольших поднятий с амплитудой 10-20 м. Таким образом, с фаменского времени началась существенная перестройка тектонического режима авлакогена, обусловленная зарождением структурных форм Вятского вала.

Морфологическая расчлененность турнейского яруса почти полностью наследует фаменский структурный план. Четко вырисовываются Казакларское, Сумкинское, Столбищенское и другие поднятия. Несмотря на повсеместный размыв турнейских отложений, эрозионные врезы не имеют здесь широкого развития. Структурный план тульского и верейского горизонтов также не претерпел существенного изменения и почти полностью, но в более сглаженном виде, унаследовал

Рис. 2.5. Схема палеотектоники Татарстана в позднефранское время (*по Г.И. Мартыненко и И.А. Антропову*)

Рис. 2.6. Схема палеотектоники Татарстана в раннефаменское время
(*по И.А. Антропову*)

турнейские формы. Все поднятия хорошо выделяются в структуре пермских отложений. Таким образом, несмотря на сложную эволюцию Казанско-Кажимского авлакогена, некоторые поднятия (например, Казакларское, Сумкинское) развивались унаследованно. Они принадлежат к типу сквозных структур.

В южной части Казанско-Кажимского авлакогена на границе с Мелекесской впадиной бурением выявлена Улеминская валообразная структура. Она имеет дугообразную форму и субширотное простирание. Рассматриваемая структура вытянута вдоль седиментационного уступа, образованного поверхностью фаменского яруса на борту Буинского прогиба. По турнейским отложениям граница уступа смещена к юго-востоку в направлении центральной депрессии Усть-Черемшанского прогиба (Камско-Кинельская система), что объясняется сужением бортов и дальнейшим «зарастанием» формационных прогибов в турнейский век. Валообразная структура не имеет корней в глубинном строении и прослеживается только в каменноугольных и пермских отложениях. Размеры ее 70х10 км, амплитуда крутого южного крыла составляет 100 м. В состав валообразной структуры входят четыре локальных поднятия (Шайтанкинское, Апастовское, Улеминское, Атрясское) наложенного типа, содержащие ядра франско-фаменских биогермов. Северо-западное продолжение валообразной структуры требует дальнейшего изучения (рис.2.2).

В заключение нужно отметить, что северный отрезок Казанско-Кажимского авлакогена (в границах Татарстана) более расчленен. Здесь установлены сквозные поднятия тектонического типа (например, Казакларское). На юге локальные формы формировались под воздействием седиментационных процессов. Они морфологически выражены в структуре каменноугольных отложений, но выполаживаются в девоне.

Токмовский свод

Большей частью Токмовский свод занимает территорию Чувашской и Мордовской республик, Пензенской и Ульяновской областей. В пределы западного Татарстана заходит лишь его восточная краевая зона, где пробурено 12 глубоких скважин (рис.2.2). Бурением установлено, что на значительной площади восточный склон Токмовского свода лишен отложений терригенного девона, что свидетельствует о существовании в то время зоны поднятия кристаллического фундамента (Ульяновско-Канашский погребенный выступ). Выступ прослеживается от г. Канаш через крайний запад РТ до Ульяновска. К востоку от этой зоны фундамент ступенчато погружается. Здесь на его поверхности появляются терригенные отложения девона, мощность которых в Казанско-Кажимском авлакогене велика. В составе краевой части Токмовского свода по кристаллическому фундаменту выделяются более мелкие выступы (Сундырский, Канашский, Борлинский), разделенные поперечными грабенами (Вурнарский, Кувайский). В каменноугольных и пермских отложениях на этой территории прогнозируются поднятия (Карлинское, Кищакинская терраса и др.).

Низкая изученность и неоднозначная оценка перспектив нефтеносности восточного склона Токмовского свода побуждают к проведению более детальных нефтепоисковых работ. Новейшие сейсмические материалы МОГТ на различных лицензионных участках показали, что антиклинальные структуры, надежно картируемые современными сейсмическими методами, могут быть достаточно широко распространены на всей территории склона. С ними связана основная группа структурных ловушек в каменноугольных и, возможно, девонских отложениях.

Камско-Кинельская система прогибов

В пределах Татарстана выделяются Усть-Черемшанский (с ответвлениями), Нижнекамский (с ответвлениями), частично Актаныш-Чишминский и Можгинский прогибы. Они образуют сложный узел, являясь центральным звеном Камско-Кинельской системы прогибов (рис.2.1). Именно на территории республики сходятся два основных направления прогибов – северо-восточное и юго-восточное. Из них относительно хорошо изучены бурением и геофизическими методами Усть-Черемшанский и Нижнекамский прогибы. По кровле карбонатных пород фаменского яруса на месте прогибов вырисовывается крупная впадина с плоским дном и резко выраженными бортовыми уступами. Амплитуда погружения маркирующей поверхности в осевой зоне достигает 400 м. По структурным уступам, соответствующим началу фациального перехода и резкого сокращения мощности верхнефранско-фаменской карбонатной толщи, проводится внешняя граница бортовых зон, в которых распространены многочисленные биогермные постройки. В перекрывающих каменноугольных отложениях над ними формировались локальные купола. В отложениях терригенного девона структуры наложенного типа, как правило, выполаживаются. Очень редко встречаются поднятия с относительно полным соответствием форм по девону, карбону и перми. Под структурой облекания рифов в таких случаях терригенные слои девона образуют замкнутые положительные формы небольшой амплитуды.

Верхнефранско-фаменские биогермы имеют широкое развитие в обширной зоне палеошельфа, возникшего в фаменский век на восточном борту некомпенсированных прогибов. Область палеошельфа соответствовала положению современных склонов Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины. Именно здесь отмечается наивысшая плотность размещения рифогенных структур, что обеспечило в дальнейшем успех геолого-поисковых работ по выявлению антиклинальных нефтеносных ловушек в каменноугольных отложениях [41].

В турнейский век отмечается постепенное сужение прогибов. В структуре турнейского яруса резко выделяются краевые уступы, определявшие границы между палеовпадиной и внутренними бортовыми зонами. Вдоль них располагались турнейские рифогенные массивы, которые, в отличие от девонских, немногочисленны и менее выражены в структуре перекрывающих отложений (за исключением Арбузовского). Таким образом, от периферии прогибов к их центральной части происходит «омоложение» ядер рифогенных поднятий. Для рифогенных структурных зон Усть-Черемшанского прогиба, приуроченных к восточному борту Мелекесской впадины, в целом характерно северо-западное простирание, на западном склоне Южно-Татарского свода – субмеридиональное. Ориентировка послетурнейских врезов, представляющих собой узкие и довольно глубокие желоба, лишь в общих чертах согласуется с направлением рифогенных зон. Рисунок врезов очень извилистый, они часто меняют простирание, пересекая под различными углами валообразные структуры и даже своды отдельных куполов.

К концу тульского времени компенсация осевых зон прогибов завершилась, что привело к выполаживанию структурного плана нижнекаменноугольных отложений. Однако структуры облекания рифов прослеживаются по всему разрезу карбона и перми.

В соответствии со сложившимися представлениями (Грачевский, 1959; Мкртчян, 1964, 1980; Мирчинк, Хачатрян и др., 1965) Камско-Кинельские прогибы образовались в результате недокомпенсации осадконакоплением впадин, возникших

в верхнефранское время. Формирование их, как уже отмечалось, сопровождалось постепенным сужением границ и последовательной сменой фаций в течение фаменского, турнейского и визейского времени. В верхних горизонтах разреза прогибы выражены слабо. Тем не менее на структурных картах по кровле ассельского яруса (нижняя пермь) отчетливо «просвечиваются» две глубинные структурно-фациальные зоны – впадинная и бортовая. Впадинная зона отличается пониженным залеганием и пологим структурным планом пермских отложений. Над бортами прогибов, соответствующих границам резкого выклинивания терригенной визейской толщи, в пермском структурном плане можно наблюдать продольные линейные флексуры. На участках прогибов, подвергшихся послепермской тектонической перестройке, сформировались молодые «секущие» структурные дислокации типа сквозных валов Северо-Татарского свода (Елабужский, Первомайский, Усть-Икский и др.) с полным соответствием форм по девону, карбону и перми (рис.2.1).

Причины отображения внутриформационных прогибов на пермском структурном плане, по-видимому, связаны с неравномерным уплотнением глинисто-карбонатных осадков и дифференцированным характером тектонических движений. В современном рельефе фундамента Камско-Кинельские прогибы, как правило, не находят прямого отражения, вследствие чего их относят к типу внутриформационных структур. Однако в зарождении и развитии прогибов важное значение принадлежало механизму глыбовых движений фундамента по разломам. Прямые доказательства генетической связи Камско-Кинельской системы прогибов с расколами фундамента приводились в работе Р.Н.Валеева и С.С.Эллерна [21]. Важным аргументом в пользу их дизъюнктивной природы является совпадение трасс прогибов со структурными формами явно тектонического происхождения. Так, Усть-Черемшанский прогиб участвует в строении центральной части Мелекесской впадины, Актаныш-Чишминский осложняет Бирскую седловину, полоса Нижнекамского прогиба проходит вблизи Прикамского разлома и т.д. Следовательно, Камско-Кинельская система прогибов имеет в своей основе глубинные разломы, но активная роль их в создании структурных форм ограничилась франско-визейским временем [34; 40].

2.1.3. Основные этапы тектонического развития

Этапность геологической истории Волго-Уральской антеклизы, в которую составной частью входит территория РТ, описана в работах И.А.Антропова, А.А.Бакирова, З.И.Бороздиной, Р.Н.Валеева, С.П.Егорова, В.И.Игнатьева, В.А.Клубова, В.А.Лобова, А.М.Мельникова, М.Ф.Мирчинка, О.М.Мкртчяна, В.Д.Наливкина, Е.И.Тихвинской, В.И.Троепольского, Д.С.Халтурина, Р.О.Хачатряна, Н.С.Шатского, С.С.Эллерна, Б.М.Юсупова и других геологов.

В соответствии с существующими представлениями начало платформенной стадии развития антеклизы датируется вендом. Она включает четыре крупных тектонических цикла: байкальский (завершающий этап), каледонский, герцинский и альпийский. В свою очередь каждый крупный цикл тектогенеза распадается на отдельные этапы, соответствующие времени перестройки и образованию новых структурных этажей.

К началу венда активные поднятия Волго-Уральского кристаллического щита и раскалывание его разломами прекратились. Ранее, в рифейское время, возникли Камско-Бельский и Серноводско-Абдулинский авлакогены и Кажимский грабен. Вместе с окружающей системой более мелких грабенов-ответвлений и многочисленной сетью разломов они обособили Татарско-Немскую глыбу, Фоминовско-Кандызский выступ и наметили трассу Казанско-Кажимского авлакогена (северный участок). Вендские отложения широким плащом покрыли авлакогены и частично распространились на окружающие выступы. Начался процесс перерастания авлакогенов в широкие плоские синеклизы и формирование Волго-Уральской антеклизы [3].

В течение каледонского цикла антеклиза была охвачена восходящими движениями. Она представляла собой часть материка, где господствовали процессы эрозии и сноса материала. Континентальный режим просуществовал до среднедевонской эпохи. По мнению В.А.Клубова, каледонский цикл отличался активной тектонической жизнью и имел решающее значение в подготовке остовов будущих герцинских структур. Имевшие место тектонические, эрозионные и вулканические процессы осложнили поверхность фундамента серией линейных желобов, ставших позднее трассами грабенообразных девонских прогибов, а также одиночными локальными выступами типа Эштебенькинского, Сотниковского и др. [39].

Наступление герцинского цикла ознаменовалось кардинальным обновлением структуры Волго-Уральской антеклизы и повсеместным формированием палеозойского осадочного чехла. По интенсивности тектонических процессов герцинский цикл подразделяется на четыре седиментационно-тектонических этапа, соответствующих времени формирования структурно-тектонических этажей: эйфельско-семилукский, речицко-тульский, окско-нижнепермский, верхнепермский. В течение каждого этапа происходила смена режимов тектонических движений и условий осадконакопления, с чем тесно связано преобразование структурного плана.

В эйфельско-семилукский этап возникли обширные впадины и крупные сводовые поднятия, ставшие зонами ранней генерации и аккумуляции нефти в девонских терригенных отложениях (рис.2.4). Трансгрессия девонского моря распространялась со стороны Урала на запад и от Прикаспийской впадины на север, захватывая все более обширные пространства. В эйфельский век значительно уменьшились размеры Татарско-Немской глыбы, вследствие вовлечения ее краевых частей в погружение. Береговая линия морского бассейна продвинулась к Черемшану, Альметьевску, Азнакаево, Тумутуку, то есть море покрыло большую часть современного Южно-Татарского свода. В конце эйфельского века накопление осадков началось на западе региона в пределах Казанско-Кажимского авлакогена. В живетский век морская трансгрессия распространилась почти на всю территорию Татарстана. В результате древняя Татарско-Немская гряда распалась. На месте северной ее части выделился Северо-Татарский палеосвод. Он представлял собой крупный выступ фундамента с тремя вершинами, обозначенными участками суши: Ковалинской, Кукморской и Немской. Область Северо-Татарского палеосвода разобщала западный (Казанско-Кажимский) и восточный бассейны, а также служила источником сноса обломочного материала. В южном и юго-восточном направлениях, по мере удаления от древних поднятий, глубина морского бассейна закономерно увеличивалась. Область современного Южно-Татарского свода располагалась в границах территории с устойчивым морским осадконакоплением. В живетский век погружение испытал Казанско-Кажимский авлакоген. Наиболее значительная трансгрессия пришлась на ардатовское время. В результате произошло окончательное разделение Северо-Татарского и Токмовского сводов. Таким образом, живетский век следует считать временем зарождения и стабилизации Северо-Татарского свода.

Рис. 2.7. Схема палеотектоники Татарстана в позднефаменское время
(*по И.А. Антропову*)

Конец ардатовского времени ознаменовался кратковременной регрессией и оживлением меридиональной системы разломов. Продолжали свое развитие Ковалинский и Кукморский выступы, а на их палеосклонах обозначились трассы отдельных грабенообразных прогибов. Муллинско-пашийское время выразилось расширением границ морского бассейна, активизацией тектонических движений вдоль субмеридиональных разломов, обособлением блоковых полей аналогичного простирания и активным формированием грабенообразных прогибов. В ходе тектонической эволюции территория Северо-Татарского палеосвода в раннетиманское время вышла из-под уровня моря, а накопившиеся до этого осадки были частично или полностью размыты. Так, на Ковалинском и Кукморском выступах эрозия уничтожила живетские и пашийские отложения, а в пределах южного склона Ковалинско-Юхмачинского палеовыступа оказались размытыми пашийские и частично муллинские слои. Фрагменты этих отложений сохранились в отдельных грабенообразных прогибах.

На месте современного Южно-Татарского свода доминировало погружение, и накапливались преимущественно мелководно-морские осадки. Значительную активность отрицательные тектонические движения имели в Казанско-Кажимском авлакогене. В муллинско-пашийско-тиманское время северная часть авлакогена (Кировская область) погружалась более стремительно, чем южная. Накопленная мощность терригенных отложений составила соответственно 700 и 200 м. Развитие девонского прогиба сопровождалось дифференцированными подвижками блоков фундамента вдоль меридиональных разломов. Об усилении тектонических процессов в это время свидетельствует вулканическая деятельность, следы которой отмечены в ряде пунктов (Казаклар, Сырьяны и др.).

В позднетиманское и саргаевское время морские воды полностью покрыли Северо-Татарский палеосвод и прилегающую территорию. Наиболее глубоководные участки, представлявшие собой иловые впадины, локализовались на юге в Шугуровской котловине.

Семилукское (доманиковое) время характеризовалось устойчивым погружением и сменой мелководных условий осадконакопления относительно глубоководными. На востоке региона в морском бассейне существовала застойная восстановительная среда, благоприятная для формирования кремнисто-глинисто-карбонатных сильно битуминозных отложений «доманиковой» фации. На северо-западе Татарстана накапливались менее битуминозные, синхронные с ними осадки, типичные для семилукского горизонта центральных областей Восточно-Европейской платформы. В семилукское и особенно в речицкое время унаследованно развивался Казанско-Кажимский авлакоген, который оставался структурно опущенным по отношению к сопряженным с ним палеосводам (Северо-Татарским, Токмовским).

Таким образом, в течение эйфельско-семилукского этапа усилилась тектоническая расчлененность территории Татарстана. Впервые выделились Северо-Татарский палеосвод и Казанско-Кажимский авлакоген. В отличие от Южно-Татарского Северо-Татарский свод имеет, таким образом, более древнюю историю. Он представлял собой вполне самостоятельную структуру первого порядка уже к началу позднедевонской эпохи. В целом на территории Волго-Уральской антеклизы в среднефранское время существовало большинство других палеосводов и разграничивающих их палеодепрессий (Жигулевско-Пугачевский свод, Бузулукская впадина и др.). Палеоструктуры Татарстана в девонский период располагались в центральной части Камско-Бузулукской синеклизы, охватывающей большую часть современной территории Волго-Уральской провинции и развивавшейся весьма устойчиво и стабильно с эйфельского времени до конца тиманского века и позднее [39]. Прогнутая зона этой синеклизы включала на юге Бузулукскую, а на севере Верхнекамскую впадины, где накапливались мощные толщи морских девонских осадков (рис.2.4). В отдельные периоды геологического развития южное звено Казанско-Кажимского авлакогена через зону современной Мелекесской впадины соединялось с Камско-Бузулукской синеклизой. Условия для образования и миграции нефти в девонской терригенной толще создались на территории синеклизы в конце герцинского цикла, когда нефтематеринские породы достигли необходимых глубин. Здесь в обстановке преобладающего погружения сформировался наиболее мощный региональный очаг нефтегазообразования Волго-Уральской провинции [39; 54].

Решающее влияние на формирование древней структуры фундамента и девонского терригенного комплекса оказали блоковые тектонические движения по унаследованной долготной системе разломов. В результате интенсивных движений в пределах Татарского палеосвода и его склонов выделились крупные субмеридиональные блоки (Акташско-Ново-Елховский, Уратьминско-Черемшанский, Ульяновский, Державинско-Пестречинский, Ковали-Чучинский) и разделяющие их грабенообразные прогибы – Алтунино-Шунакский, Кузайкинский, Баганинский, Ветровский, Тюлячинский и др. Образовавшиеся блоковые структуры и ограничивающие их субмеридиональные разломы отличались большой консервативностью. Они существовали до мезозойско-кайнозойского времени, когда произошли активные тектонические подвижки по разломам субширотного и северо-западного простирания. В девонской терригенной толще субмеридиональные блоки фундамента запечатлелись серией грабенообразных прогибов и структурных террас.

Сравнительный анализ палеотектоники эйфельско-семилукского этапа и условий современного размещения залежей в соответствующих отложениях показывает, что наибольшая концентрация скоплений нефти в терригенном девоне соответствует восточной части РТ, характеризующейся устойчивым погружением, относительно большими мощностями отложений, развитием коллекторов и покрышек. На крайнем западе РТ сходные черты строения имеет вторая зона интенсивного девонского прогибания, связанная с Казанско-Кажимским авлакогеном. Однако промышленные залежи нефти здесь не установлены. Эти зоны разделяет Ковалинско-Юхмачинский погребенный выступ, отличавшийся тенденцией к развитию восходящих движений и в силу этого частично или полностью лишенный осадков терригенного девона. По мнению А.М.Мельникова (1963), указанный выступ в течение всей геологической истории служил барьером, препятствующим миграции девонской нефти в западные районы РТ [26].

В начале речицкого времени на большей части Татарского палеосвода установились условия открытого шельфа, происходило накопление глинисто-карбонатных отложений, местами с развитием органогенных построек. С позднеречицкого времени начала проявлять себя Камско-Кинельская система некомпенсированных прогибов.

Важное место в тектонической эволюции Волго-Уральской антеклизы занимает следующий – речицко-тульский – этап геологического развития. С ним связано зарождение самостоятельного структурного этажа в верхнедевонско-каменноугольных отложениях в связи с формированием Камско-Кинельских прогибов. В конце франского века произошло резкое обособление двух региональных палеотектонических

зон прогибов (впадинной и бортовой), что привело к коренному переустройству структурного плана всей территории РТ (рис.2.5). В результате впервые выделился остов Южно-Татарского палеосвода в границах, значительно превышавших современные его размеры. С трех сторон (с запада, севера и востока) его опоясывала зона ускоренного проседания, связанная с развитием некомпенсированных депрессий Усть-Черемшанского, Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов. В ядре палеосвода консолидировалась крупная Ромашкинско-Нурлатская глыба, которую ограничивали субширотные, северо-восточные и северо-западные разломы. Одновременно на месте Северо-Татарского свода обозначились Казанское, Малмыжское и другие поднятия. Границы их менялись во времени в зависимости от режима тектонических движений. В связи с заложением Камско-Кинельских депрессий был также вовлечен в прогибание южный отрезок Казанско-Кажимского авлакогена. В отдаленной северной части его (Кировская область), начиная с позднефранского времени, господствовал континентальный режим.

Наиболее контрастную форму прообраз Южно-Татарского свода приобрел в фаменский век (рис.2.6). Территория палеосвода заняла приподнятое положение, но постоянно была покрыта морскими водами. В условиях мелководного шельфа шло интенсивное органогенное осадконакопление с формированием многочисленных биогермов и биостромов. В окружающих впадинах накапливались синхронные глинисто-карбонатные осадки более глубоководной доманиковой фации, мощность которых не компенсировала амплитуду опусканий [34; 41].

Мелекесская впадина самостоятельного значения в этот период не имела и развивалась в качестве одного из звеньев Камско-Кинельской системы прогибов. В центре будущей впадины формировался Усть-Черемшанский прогиб. Значительная часть современного восточного борта впадины входила в состав Южно-Татарского палеосвода, где в условиях шельфа шло активное накопление девонских рифовых фаций.

В конце фаменского века Камско-Кинельские прогибы начали сокращать свои границы (рис.2.7). В турнейский век завершился этап некомпенсированного развития палеодепрессий. Наиболее прогнутые зоны по-прежнему оставались местом накопления глубоководных фаций, но их границы резко сузились. В связи с «зарастанием» прогибов от их внешних границ к внутренним зонам происходило омолаживание ядер рифогенных массивов (с франско-фаменского возраста на турнейский). Особенно четко эта закономерность выражена в пределах Усть-Черемшанского и Нижнекамского прогибов. С позднефранского времени по турнейский век на Южно-Татарском палеосводе накопилось примерно в четыре раза больше карбонатных осадков, чем в окружающих некомпенсированных прогибах. На территории палеосвода формировались многочисленные шельфовые биогермы, имевшие широкое площадное распространение. Последующие тектонические движения в сочетании с процессами облекания биогермов более молодыми осадками стали причиной образования самостоятельного структурного этажа.

Судя по распределению мощностей и фаций верхнефранских и фаменских отложений, область Казанско-Кажимского авлакогена развивалась в этот период не как грабеновая структура, а как приподнятая зона, где накопление осадков происходило в мелкой части шельфа.

Некоторое усложнение палеоструктурного плана произошло на рубеже турнейского и визейского веков. В результате общего воздымания территории западная часть Южно-Татарского палеосвода стала ареной формирования узких, извилистых эрозионных ложбин или врезов на турнейской карбонатной поверхности. Они быстро заполнялись терригенными радаевскими и бобриковскими отложениями и становились погребенными формами.

Процессы компенсации впадинных зон Камско-Кинельской системы завершились к тульскому времени. В результате полностью сгладился структурно-морфологический профиль Южно-Татарского палеосвода, и он частично утратил свою самостоятельную палеотектоническую выраженность. На крайнем северо-западе Северо-Татарского палеосвода в бобриковское время продолжала существовать Казанская суша, а к востоку от нее обособилось Малмыжское поднятие. В тульское время Северо-Татарский палеосвод также испытал общее погружение, приведшее к трансгрессии моря. В области Казанского и Малмыжского поднятий установились лагунные и озерно-болотные условия. Вся территория Казанско-Кажимского авлакогена в бобриковское и тульское время была охвачена положительными тектоническими движениями.

Таким образом, по характеру тектонических движений и их влиянию на процесс осадконакопления и нефтеносность речицко-тульский этап принципиально отличался от эйфельско-семилукского и выразился в формировании новых структур с совершенно иным морфогенезом. На востоке РТ перестройка структурного плана завершилась образованием крупного Южно-Татарского палеосвода, который впервые обозначил обширную зону будущего нефтесбора в девоне и нижнем карбоне. На западе РТ в начале этапа унаследованно развивался Казанско-Кажимский авлакоген, все еще остававшийся структурно опущенным по отношению к сопряженным с ним палеосводам. Однако с позднефранского времени здесь резко усилились восходящие движения. Палеотектоническая обстановка и современное географическое распределение девонских и каменноугольных месторождений нефти на западе РТ характеризуют южную часть Казанско-Кажимского авлакогена как район с менее благоприятными условиями для регионального нефтенакопления.

В начале окско-нижнепермского этапа большинство районов РТ испытывало сравнительно устойчивое погружение с кратковременными регрессиями моря в серпуховский и башкирский века. На этом фоне значительная часть Северо-Татарского палеосвода постоянно занимала приподнятое положение, в результате чего мощность окско-серпуховских отложений оказалась здесь примерно в полтора раза меньшей по сравнению с мощностью их в пределах погребенного Южно-Татарского палеосвода. В московский век на всей территории Татарстана шло накопление в основном карбонатных осадков в условиях относительной тектонической стабильности. В обстановке нарастающей трансгрессии более высокое гипсометрическое положение традиционно занимал Северо-Татарский палеосвод. Одновременно усилилось погружение его южного палеосклона.

Сложная перестройка наблюдалась в Казанско-Кажимском авлакогене. Как отрицательная структура, он утратил свою самостоятельность в тектонике нижнекаменноугольных слоев. В бобриковское и тульское время воздыманиями была охвачена вся зона авлакогена. Интенсивные поднятия на севере (до широты г. Советска) сопровождались глубоким размывом турнейских, частично фаменских и более древних отложений. В окско-серпуховское время территория Казанско-Кажимского авлакогена постепенно вовлекалась в опускание. Морская трансгрессия распространялась с юга на север. В конце башкирского века меридиональные блоковые подвижки впервые обособили полосу поднятий Вятского вала. Начиная с верейского времени и до начала ранней перми область Ка-

занско-Кажимского авлакогена испытывала неравномерное погружение, более интенсивное на юге и замедленное на севере.

В позднекаменноугольную и раннепермскую эпохи на территории Татарстана отмечалось усиление восходящих тектонических движений. Значительные изменения палеоструктурного плана произошли в конце сакмарского века в связи с оживлением меридиональной системы разломов. Относительно приподнятое положение вновь заняла вершина Северо-Татарского палеосвода. Структурный план палеосклонов был уже достаточно дифференцированным и включал многочисленные локальные поднятия и их ассоциации. На юге начали формироваться Сокско-Шешминские дислокации. За счет вовлечения в поднятие многочисленных рифогенных структур вновь обозначилась растущая палеовершина Южно-Татарского свода. Аналогичная направленность колебательных движений в артинский и кунгурский века постепенно наращивала размеры наложенной палеовершины, которая как бы внедрялась в глубь современных границ Южно-Татарского свода. С ранней перми началась существенная перестройка структурного плана Казанско-Кажимского авлакогена. В сакмарский век наступил этап активного роста локальных поднятий Вятского вала.

Таким образом, в течение окско-нижнепермского этапа произошли значительные палеотектонические преобразования территории Татарстана. Вновь обозначилась вершина Южно-Татарского свода, начали развиваться Сокско-Шешминский и Вятский валы, усилился морфогенез многочисленных локальных поднятий, имеющих рифогенную природу. Однако Южно-Татарский палеосвод еще не представлял собой самостоятельную структурную форму в современном понимании. И ранее (к началу фаменского века), и позднее (к концу рассмотренного этапа) свод не имел еще четко очерченных склонов, а его наложенная вершина не совпадала с центром современного выступа фундамента. Поэтому некоторые исследователи считают свод молодой новообразованной структурой I порядка, сформировавшейся в течение альпийского цикла тектогенеза.

В позднепермский седиментационно-тектонический этап центры относительного прогибания переместились на развивающиеся склоны Северо-Татарского и Южно-Татарского палеосводов и в Мелекесскую впадину. В течение казанского века возродились субширотная, северо-восточная и северо-западная системы разломов. Дифференцированные тектонические движения в пределах Прикамского разлома охватили Камский блок, где начала формироваться система дизъюнктивных валов (Елабужский, Бондюжский и др.). Продолжалось обособление моноклинальных склонов Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов. Более приподнятое положение заняла современная вершина Южно-Татарского палеосвода. В татарский век унаследованно развивались все сводовые поднятия. Одновременно с ними незначительно погружались сопряженные элементы Мелекесской впадины. Резче обозначились юго-восточные склоны Северо-Татарского и Южно-Татарского палеосводов. В пределах Казанско-Кажимского авлакогена в рассматриваемый период шло ускоренное формирование инверсионных структурных форм Вятского вала.

Позднепермский этап завершился становлением в качестве самостоятельных структур I порядка Северо-Татарского и Южно-Татарского сводов. Однако их геологические границы еще отличались от современных. На фоне роста окружающих сводов произошли опускания в Мелекесской впадине. У различных исследователей нет однозначного мнения о геологическом возрасте впадины. Е.И.Тихвинская (1938) выделяла территорию Мелекесской впадины под названием области Закамского альпийского оседания. А.М.Мельников (1948, 1955) связывал ее возникновение с послеюрскими тектоническими движениями. В.И.Троепольский и С.С.Эллерн (1964) считали, что впадина окончательно сформировалась к концу пермского периода. В.И.Игнатьев (1976) отмечает, что восточная часть впадины под названием Аксубаевской депрессии зародилась в позднеказанское время. Примерно таких же взглядов придерживается Р.О.Хачатрян (1979), но время обособления восточного борта впадины он относит к началу казанского века [9; 15; 22; 40; 47].

Представляется, что в современных границах впадины палеотектонические преобразования имели разновозрастной характер. Судя по распределению мощностей казанских и татарских отложений, восточный борт ее начал формироваться в раннеказанское время на месте западных краевых участков Южно-Татарского палеосвода. Западная часть впадины в это время входила в состав окружающих палеосводов. В позднеказанское время и в татарский век усилившиеся тектонические опускания охватили и более западные районы, что привело к отторжению западного борта впадины от сопредельных структур. Следовательно, палеотектоническая перестройка территории происходила поэтапно, с постепенным расширением впадины с востока на запад. Временем начала стабилизации схожих с современными геологических границ впадины следует считать казанский и татарский века. Однако полное и четкое морфологическое выражение все ограничения Мелекесской впадины и окружающих сводов получили в мезозое-кайнозое.

Ограниченное распространение мезозойских отложений, полное отсутствие пород палеогена – все это затрудняет анализ развития тектонической структуры территории РТ в альпийском цикле. Поэтому для характеристики тектонических движений мезозоя и палеогена используются данные не только по Татарстану, но и по соседней Ульяновской области, где отложения этого времени представлены более полно [52].

Начало альпийского цикла ознаменовалось погружением платформы и проникновением в юго-западную часть территории РТ среднеюрских, позднеюрских и раннемеловых морей. Мощность этих отложений закономерно сокращается в северном направлении. Анализ фаций и мощностей юрских и нижнемеловых отложений не позволяет говорить о значительном структурообразовании на западе РТ в это время. Мезозойско-палеогеновый чехол наложен здесь на крупные палеозойские тектонические структуры. В северо-западной части – это Токмовский свод и Казанско-Кажимский авлакоген, граница между которыми в Татарстане обычно проводится по левобережью р.Свияги. Характерно и вполне закономерно, что упомянутые палеозойские структуры и разделяющий их рубеж совершенно не выражены ни в строении мезозойско-кайнозойских отложений, ни в рельефе поверхности. Вполне очевиден вывод о том, что эти палеозойские структуры в мезозойско-кайнозойское время уже не были активны.

На большей части восточного Татарстана, где отсутствуют отложения мезозоя и палеогена, оценка тектонических движений альпийского цикла и его завершающей фазы сталкивается с определенными трудностями. Вряд ли можно сомневаться в том, что мезозойско-кайнозойские движения здесь были выражены слабее, чем на западе. Однако их направленность была существенно иной. Северо-Татарский и Южно-Татарский своды в альпийском цикле испытывали восходящее развитие, о чем свидетельствует отсутствие соответствующих отложений. Такое развитие было унаследовано, по крайней мере, с позднегерцинского этапа. Позднеальпийские и

новейшие движения завершили структурное оформление этих сводов, получивших прямое отражение в рельефе.

В позднеальпийское время в границах Казанско-Кажимского авлакогена сформировался Вятский вал, юго-восточная часть которого лежит в пределах РТ. Сложнее обстоит дело с установлением точного времени формирования Мелекесской впадины. По этому вопросу, как упоминалось выше, существуют разные точки зрения. На юге впадины под четвертичными и неогеновыми отложениями сохраняются осадки средней и верхней юры, образующие единое обширное поле с такими же образованиями Приволжья. Мелекесской впадины в ее современных границах в то время еще не существовало. Но в неогене Мелекесская впадина, как и Сарайлинская седловина, уже были сформированы. Эти структуры сыграли направляющую роль в заложении неогеновых долин Волги и Камы и в распространении акчагыльской трансгрессии Каспия [52].

Тектонические движения альпийского цикла завершили формирование современного структурного плана Волго-Уральской антеклизы. В результате активизации вертикальных движений по возрожденным разломам по всему периметру Северо-Татарского, Южно-Татарского сводов и Мелекесской впадины резко обозначились дизъюнктивные шовные линии блоков фундамента, которые приняты в настоящее время в качестве естественных геологических границ этих структур. Активные тектонические подвижки в зоне главного (Прикамского) разлома завершились в неогеновое время формированием вдоль его основной трассы субширотной Сарайлинской седловины, разделившей Северо-Татарский и Южно-Татарский своды. Таким образом, определилась южная граница унаследованно развивавшегося Северо-Татарского свода.

В отличие от него Южно-Татарский свод представляет собой в основном более молодое – позднедевонско-мезозойско-кайнозойское сооружение. История его развития сложна и своеобразна, что неоднократно освещалось в литературе. Впервые воздымания на месте Южно-Татарского свода наблюдались в конце франского века и были связаны с возникновением Камско-Кинельской системы прогибов. Позднее тектоническая расчлененность территории менялась, и свод преобразовывался в погребенную структуру, но сохранял высокое положение. Новая перестройка структурного плана с возрождением Южно-Татарского свода началась в пермское время и закончилась в мезо-кайнозое, когда окончательно оформились его современные границы, а вершина свода совпала с выступом фундамента.

Весьма активные опускания в мезо-кайнозойскую эпоху фиксируются в Мелекесской впадине. По всему периметру ее опоясали линейные флексуры и уступы. В позднеюрское и меловое время Мелекесская впадина расширила свою площадь к юго-западу. На юге территории в средней юре образовался Ставропольский прогиб. Имея субширотное простирание и дизъюнктивные границы, он развивался в неогеновое время и полностью разобщил Мелекесскую впадину и Жигулевско-Пугачевский свод. Максимальная амплитуда южного взброса, сопряженного с бортом прогиба, составляет 700 м [40]. На юго-востоке Мелекесскую и Бузулукскую впадины разделила Сокская седловина (рис.2.1). В пределах Казанско-Кажимского авлакогена мезозойско-кайнозойское время является заключительным этапом формирования Вятского вала. В восточной части антеклизы над Камско-Бельским авлакогеном образуется молодая Верхнекамская впадина и обосабливается Бирская седловина.

Альпийскому тектоническому циклу принадлежит также решающая роль в установлении локального структурного плана. Активизация блоковых движений на Южно-Татарском и Северо-Татарском сводах, и на восточном борту Мелекесской впадины, выразилась в новой фазе формирования локальных форм. Ведущее значение принадлежало механизму группового штампа. Сочетание блоковых движений с процессами облекания биогермов и выступов фундамента способствовало росту морфологически выраженных антиклинальных перегибов в девонских, каменноугольных (более контрастных) и пермских отложениях. Плановое соответствие большинства замкнутых форм по разрезу карбона и перми объясняется сравнительно небольшой глубиной расположения биогермов (менее 1500 м) и повторяемостью блоковых подвижек. Наличие шовных связывающих линий (флексур) способствовало группированию локальных поднятий в валообразные зоны и валы. Таким образом, в течение альпийского тектонического цикла сформировалась широкая гамма положительных структур-ловушек, контролировавших аккумуляцию нефти в девонских, каменноугольных и битумов в пермских отложениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Архангельский А.Д.* Геологическое строение и геологическая история СССР. М.: Гостоптехиздат, 1941. 3-е изд. Т.1. 451 с.

2. *Шатский Н.С.* Очерк тектоники Волго-Уральской нефтеносной области и смежной части западного склона Южного Урала // Бюл. МОИП, 1945. Нов. сер. Вып. 2 (6). 131 с.

3. *Шатский Н.С.* Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы. Сравнительная тектоника древних платформ // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1946. № 1. С. 18-29.

4. *Яншин А.Л.* Тектоническое строение Евразии // Геотектоника. 1965. № 5. С. 7-35.

5. *Пейве А.В.* Принцип унаследованности в геотектонике // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1965. № 6. С.11-19.

6. *Губкин И.М.* Урало-Волжская нефтеносная область. М., Л.: Изд-во АН СССР, 1940, 118 с.

7. *Мельников А.М.* Тектоника Татарской АССР // Геологическое строение и нефтеносность Татарской АССР. М.: Гостоптехиздат, 1948. С. 51-63.

8. *Тихвинская Е.И.* Основы тектоники Тат. республики // Уч. зап. Казан. ун-та. 1936. Т.96, кн. 4-5. С. 24-36.

9. *Тихвинская Е.И.* Тектоника Татарской АССР и прилегающей территории в пределах 109 листа. М., Л.: ГОНТИ, 1938. 202 с.

10. *Тихвинская Е.И.* Основы геологической истории ТАССР // Уч. зап. Казан. ун-та. 1951. Т.3. Кн.6. С. 10-24.

11. *Бакиров А.А.* Опыт изучения геологии кристаллического фундамента Русской платформы на основе опорного бурения. М.: Гостоптехиздат, 1954. 63 с.

12. *Троепольский В.И., Эллерн С.С.* Новые данные о геологическом строении и истории формирования северной части Аксубаево-Мелекесской депрессии // Уч. зап. Казан. ун-та, 1956. Т.116. Кн. 5. С. 14-23.

13. *Юсупов Б.М.* К истории формирования Татарского свода // ДАН СССР. 1954. Нов. сер. Т.94. № 5. С. 78-85.

14. *Юсупов Б.М.* Тектоника Татарии // Тр. Казан. фил. АН СССР. Сер. геол. наук. Казань, 1960. № 6. С. 91-136.

15. *Мельников А.М.* О поверхности кристаллических пород фундамента на территории Татарской АССР и прилегающих областей // ДАН СССР. 1955. Т.103. № 5. С. 897-899.

16. *Тихвинская Е.И.* Основные этапы геологической истории севера и запада Татарской АССР в связи с проблемой нефтеносности // Перспективы нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ в северо-восточных районах Урало-Волжской нефтеносной области. М.: Гостоптехиздат, 1958. С. 48-53.

17. *Наливкин В.Д., Розанов Л.Н., Фотиади Э.Э. и др*. Волго-Уральская нефтеносная область. Тектоника // М.: Гостоптехиздат, 1956. 310 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып.100).

18. *Клубов В.А.* Диагональные простирания в современной структуре Татарского свода // ДАН СССР. 1956. Т. 110. № 3. С. 42-48.

19. *Клещев А.И., Халтурин Д.С.* Основные черты геологической структуры и перспективы нефтеносности Волго-Уральской области // Тр. ВНИГНИ. 1958. Вып.10. С. 27-32.

20. *Егоров С.П.* Новая тектоническая схема Татарской АССР и сопредельных частей Кировской области и Удмуртской АССР // Геология нефти и газа. 1960. № 12. С. 4-5.

21. *Валеев Р.Н., Эллерн С.С.* Грабены востока Русской платформы и некоторые закономерности их нефтеносности // Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 100-123.

22. *Троепольский В.И., Эллерн С.С.* Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1964. 658 с.

23. *Миропольский Л.М.* Некоторые данные об условиях осадконакопления и формирования месторождений нефти и газа в девоне юго-востока Татарии // Нефтегазоносность Урало-Волжской области. М.: Изд-во АН СССР, 1956. С. 21-30.

24. *Мельников А.М.* Древние поднятия фундамента на территории Поволжья // Геология нефти. 1957. № 1. С. 42-49.

25. *Мельников А.М., Войтович Е.Д.* К вопросу поисков погребенных девонских структур на восточном борту Мелекесской депрессии // Геология нефти и газа. 1960. № 5.

26. *Мельников А.М.* О влиянии древних поднятий фундамента на распределение девонских месторождений нефти Волго-Уральской области // ДАН СССР. 1963. Т.148. № 1. С. 1100-1104.

27. *Шпильман И.А.* Новые данные о рельефе докембрийского кристаллического фундамента в Татарии // Татарская нефть. 1957. № 8. С. 12-16.

28. *Мельников А.М., Войтович Е.Д., Лангуев П.И.* Новые данные о тектоническом строении Татарии // Вопросы геологии, нефтеносности и методики поисково-разведочных работ в Татарии. Альметьевск: Татнефть, 1969. С. 38-55.

29. *Мельников С.Н.* Связь нефтеносности с разломами и девонскими грабенообразными прогибами в Татарской АССР // Советская геология. 1973. № 6. С. 14-20.

30. *Ларочкина И.А., Гатиятуллин Н.С., Сухова В.А., Ананьев В.В.* Девонские грабенообразные прогибы Татарстана // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1993. № 10. С. 52-59.

31. *Бадамшин Э.З.* Тектоника запада Татарии и прилегающих районов Куйбышевской и Ульяновской областей // Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. - Казань: Изд-во КГУ, 1965. С. 112-119.

32. *Антропов И.А.* О рифовых фациях девона центральной части Волго-Камского края // Изв. Казан. фил. АН СССР. Сер. геол., 1959, № 7. С. 35-44.

33. *Грачевский М.М.* Особенности строения и формирования Камско-Кинельской впадины в Куйбышевском Заволжье и Татарии // Докл. АН СССР. 1959. Т. 114, № 5. С. 1311-1314.

34. *Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И. и др.* Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М.: Наука, 1965. 212 с.

35. *Троепольский В.И., Эллерн С.С., Бадамшин Э.З. и др*. Геологическая история, строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Татарии и методика нефтепоисковых работ в них // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1970. С. 25-48.

36. *Наливкин В.Д.* О классификации тектонических структур // Геотектоника, 1965. № 3. С.14-15.

37. *Хачатрян Р.О., Громека В.И.* Структурные особенности распределения залежей нефти Волго-Уральской области – важнейший критерий их научного прогноза. М.: Недра, 1968. С. 76-82. (Тр. ИГиРГИ; Вып.1).

38. *Клубов В.А.* Валы как формы структурной связи локальных поднятий в их системы // Геология нефти и газа. 1972. № 3. С. 31-35.

39. *Клубов В.А.* Палеоструктурный анализ восточных районов Русской платформы. М.: Недра, 1973. 176 с.

40. *Хачатрян Р.О.* Тектоническое развитие и нефтеносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 172 с.

41. *Мкртчян О.М.* Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М.: Наука, 1980, 133 с.

42. *Боронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л.* Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии. Казань: Изд-во КГУ, 1982. 200 с.

43. *Клубов В.А.* Некоторые принципы и методика тектонического районирования нефтеносных территорий // Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. М.: Изд-во АН СССР, 1963. С. 175-181.

44. *Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т.* Научные основы поисков нефтегазоносных структур // Уфа: Баш. фил. АН СССР, 1983. 50с.

45. *Белоусов В.В.* Основы геотектоники. М.: Недра, 1989, 334с.

46. *Бронгулеев В.В.* Проблемы складкообразования в земной коре. М.: Недра, 1967. 290с.

47. *Игнатьев В.И.* Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1976. 256 с.

48. *Исхакова Н.С., Либерман В.Б., Войтанис В.В*. Особенности структурно-тектонического строения Мелекесской впадины // Проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ в Татарской АССР. Альметьевск: Татнефть, 1989. С. 19-20.

49. *Степанов В.П.* Геологическое строение кристаллического фундамента Татарии по данным бурения и геофизической разведки // Докембрий востока Русской плиты. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1990. С. 15-29.

50. *Ларочкина И.А.* Современная модель тектонической структурированности западного Татарстана // Геология нефти и газа. 2003. № 6. С.12-15.

51. *Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С.* Тектоника Татарстана. Издательство Казанского университета, 2003. 132 с.

52. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника / Гл. ред. Б.В. Буров. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.

53. *Косыгин Ю.А.* Тектоника. М.: Недра, 1969, 616 с.

54. *Мкртчян О.М., Митрейкин Ю.Б., Трохова А.А.* Основные черты пространственных и тектонических соотношений структурно-морфологических элементов разных порядков // Геоструктурный анализ Волго-Уральской нефтегазоносной области. М.: Наука, 1977. С. 21-29.

ГЛАВА 4

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Знают и в Казани, что люди сказали.
Русская народная пословица

Чтобы что-то узнать, нужно уже что-то знать.
Станислав Лем

4.1. Нефтегазоносные и битумоносные комплексы, типы залежей и закономерности их пространственного размещения

Геологический разрез территории Татарстана сложен девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями общей толщиной 1700-2100 м (рис.4.1).

Залежи нефти выявлены на землях восточного Татарстана и залегают на глубинах от 600 до 2000 м, залежи битумов практически установлены на всех площадях Закамья и залегают на глубинах от дневной поверхности до 600 м (рис.4.2). Диапазон нефте- и битумоносности широк и охватывает по разрезу весь палеозой – от живетских до верхнеказанских отложений. С учетом степени нефтеносности, выдержанности по разрезу и простиранию пластов-коллекторов, их изолированности друг от друга выделено семь нефтегазоносных и битумосодержащих комплексов: терригенной толщи девона (I); карбонатного девона и карбонатно-терригенного нижнего карбона (II); карбонатного нижнего и карбонатно-терригенного среднего карбона (III); карбонатного среднего и верхнего карбона, карбонатного нижней перми (IV); терригенного уфимской толщи (V); терригенно-карбонатных толщ верхнеказанского подъяруса (VI-VII). Комплексы отделены друг от друга повсеместно выдержанными глинистыми, глинисто-карбонатными и сульфатными породами кыновско-саргаевского, тульско-алексинского, верейского, сакмарско-кунгурского, уфимско-верхнеказанского возрастов. В каждом комплексе с учетом количества и размеров залежей, мощности и выдержанности покрышки выделены нефтеносные и потенциально нефтеносные пласты-резервуары более низких порядков [1].

Анализ нефтеносности отложений по разрезу и площади показывает, что наибольшее количество залежей в каждом комплексе приурочено к пластам под региональной покрышкой. Каждый нефтеносный комплекс в определенной степени отличается особенностями распределения залежей, их типов и свойствами нефтей.

Позднее в работе [2] было выделено 6 нефтегазоносных комплексов, характеризующихся близкими условиями нефтегазонакопления: I – эйфельско-франский терригенный; II – верхнефранско-турнейский карбонатный; III – визейский терригенный; IV – окско-башкирский карбонатный; V – верейский терригенно-карбонатный; VI – каширско-гжельский карбонатный.

Как видно из изложенного, границы комплексов в двух работах существенно различаются друг от друга. В первом случае при выделении комплексов учитывались главным образом геологические критерии: достаточной мощности выдержанные глинистые, глинисто-карбонатные и сульфатные покрышки, регионально-нефтеносные пласты-резервуары, а также представления ряда исследователей о возможных нефтематеринских толщах. Вторая классификация выделяет нефтеносные комплексы по признакам (условия формирования, коллекторские характеристики, типы пород-коллекторов), определяющим выбор и эффективность систем разработки. Поэтому для целей нашей работы мы воспользуемся второй классификацией для выделения нефтегазоносных и первой классификацией для выделения битумоносных комплексов. Таким образом, приведем описание по 6 нефтегазоносным и 4 битумоносным комплексам.

Количество залежей нефти по комплексам приведено в табл.4.1.

Таблица 4.1

Количество залежей нефти в осадочном разрезе Татарстана

№ комплекса	Наименование комплекса	Количество залежей нефти	
		всего	%
I.	Эйфельско-франский терригенный	302	11,2
II.	Верхнетурнейский карбонатный	618	22,9
III.	Визейский терригенный	1000	37,0
IV.	Окско-башкирский карбонатный	390	14,4
V.	Верейский терригенно-карбонатный	320	11,8
VI.	Каширско-гжельский карбонатный	74	2,7
Всего:		2704	100,0

Таблица 4.2

Характеристика залежей нефти терригенной толщи девона

Типы ловушек	Типичные залежи	Индекс нефтяного пласта	Количество залежей, %	Этаж нефтеносности, м	Степень заполнения, %	Дебиты скважин, т/сут	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор, $м^3/т$	Пластовое давление, МПа	Температура пласта, С
I. Структурные:										
1) структуры I порядка	Ромашкинская	$Д_I – Д_0$	0,5	37	91	2-400	10,0	45-75	17,5	35-40
2) структуры II порядка	Ново-Елховская	$Д_I – Д_0$	0,5	35	80	2-150	8,0-11,0	45-50	17,0	38
3) структуры III порядка:										
а) надблоковые	Тат-Кандызская, Сакловская, Арташская	$Д_0$, $Д_I$, $Д_{IV}$	19,0	3-13	75-93	1-70	8,1-9,3	28-35	16,8-20,1	35-40
б) приразломные	Бавлинская, Бондюжская, Дигитлинская	$Д_0 – Д_I$	28,5	3-33	20-97	5-160	8,0-10,3	33-74	17,0-17,7	35-39
в) облекания выступов кристаллического фундамента	Фоминовская, Сотниковская, Эштебеньkинская	$Д_I$	1,5	8-43	80-96	2-32	6,0-9,0	27-32	19,2-19,7	37-39
г) облекания раздувов песчаных тел	Рокашевская, Сабанчинская, Холодно-Ключевская, Лякинская	$Д_0 – Д_I$	21,0	1,5-4	75-85	2-50	8,0-9,1	29-40	17,1-18,4	37
II. Литологически экранированные	Урустамакская, Беркет-Ключевская, Нуркеевская, Луговая	$Д_{III} – Д_0$	19,0	2-13		1-62	9,1	67	17,0-17,5	35-38
III. Тектонически экранированные	Соболековская, Афанасовская, Контузлинская	$Д_I – Д_0$	3,5	3-6	15-95	3-160	7,0-8,5	27-32	16,8-17,1	37-40
IV. Литологические	Ильмовская, Жмакинская	$Д_0$, $Д_0^1$, $Д_I$	5,0	1,5-5		1,70				

Первый нефтегазоносный комплекс

Девонский терригенный комплекс принят в объеме: подошва эйфельских – кровля кыновско-саргаевских отложений включительно. В пределах комплекса установлено около 20% всех выявленных залежей нефти. Залежи весьма разнообразны (табл.4.2). Наиболее крупные залежи расположены в пределах ЮТС (Ромашкинская, Ново-Елховская) и в зонах межблоковых дислокаций (юго-восточные склоны СТС и ЮТС). На западном и северном склонах ЮТС, сводовой части СТС размеры залежей незначительные, этаж нефтеносности их в редком случае превышает 10 м. ВНК залежей нефти изменяется в соответствии с общим погружением отложений терригенного девона от сводов к окружающим их впадинам. Преобладают залежи структурного типа – 71%. Они получили преимущественное распространение в районах сочленения структур второго и первого порядков и в прибортовых частях грабенообразных прогибов.

Литологические и литологически экранированные залежи пользуются наибольшим развитием на западном и северном склонах ЮТС, юго-восточном склоне СТС, где прослеживаются зоны замещения пластов-коллекторов кыновского горизонта и региональный размыв пашийско-старооскольских отложений в тиманское (кыновское) время. По характеру строения резервуара – это пластовые сводовые (53%), структурно-литологические (18%) залежи, с одним (80%) или двумя (14%) нефтеносными пластами (табл.4.3).

Таблица 4.3

Распределение типов залежей нефти по пластам терригенной толщи девона

Продуктивные пласты	Количество залежей нефти, %									
	всего	пластовые сводовые	структурно-литологические	экранированные			литологические	число пластов в залежи		
				литологические	тектонические	стратиграфические		один	два	много
$Д_0$	52,5	27,0	9,5	10,0	3,0	–	3,0	46,0	6,5	
$Д_0 + Д_I$	8,5	5,0	0,5	2,0		1,0	–	–	3,5	5,0
$Д_I$	24,5	14,0	4,0	4,0	0,5	–	2,0	20,0	3,5	1,0
$Д_0 + Д_{II}$	0,5	–	–	–	–	0,5	–		0,5	
$Д_{II}$	1,0	1,0						1,0		
$Д_{III}$	8,0	1,0	4,0	3,0				7,5	0,5	
$Д_{IV}$	5,0	5,0						5,0		
Итого	100	53,0	18,0	19,0	3,5	1,5	5,0	79,5	14,5	6,0

Пластовые давления в залежах изменяются в соответствии с гидростатистическим – от 16,0 до 20,0 МПа. Максимальные значения отмечены в залежах юго-восточного склона ЮТС (Тат-Кандызская – 20,1 МПа) и на восточном борту Мелекесской впадины (Нурлатская – 19,7 МПа). В сводовых частях пластовые давления в залежах равны соответственно 17,5 и 16,0 МПа. Температура в пластах колеблется в очень незначительном диапазоне и изменяется от 30 до 40єС.

Более значительные колебания претерпевает газонасыщенность нефти. По величине газового фактора в залежах пашийско-кыновских отложений на территории Татарстана можно выделить два района. В первом из них объединяются нефтяные залежи, богатые растворенным газом (территория ЮТС). Наиболее газонасыщены (до 65-75м^3/т) нефти Бавлинского месторождения. Газонасыщенность нефти до 40-50 м^3/т характерна для залежей сводовой части западного и северного склонов ЮТС. Во второй район объединяются нефтяные залежи, малонасыщенные газом (земли Мелекесской впадины и СТС). Газовый фактор здесь равен 25-35 м^3/т. Давление насыщения нефти газом увеличивается от 8-9 МПа на Южном куполе до 10 – 10,5МПа на Первомайском и Бондюжском месторождениях СТС.

Заполненность структурных ловушек нефтью различна. Большинство из них заполнены нефтью более чем на 75%. В территориальном отношении эти залежи расположены на землях ЮТС, его юго-восточного и западного склонов, а также в пределах Елабужского, Первомайского и Усть-Икского валов юго-восточного склона СТС. Структуры с заполненностью нефтью от 50 до 75% группируются на землях восточного борта Мелекесской впадины, северного склона ЮТС и юго-восточного склона СТС. Структурные ловушки с заполненностью нефтью ниже 50% в виде локальных участков распространены на северном склоне ЮТС и на восточном борту Мелекесской впадины. Отмечается взаимосвязь степени заполнения ловушек с мощностью перекрывающей их покрышки. Установлено, что залежи нефти с заполнением ловушек более 75-90% расположены на землях, где мощность региональной покрышки изменяется от 18 до 39 м. При мощности покрышки в 13-16 м заполнение структурных ловушек нефтью не превышает 50%.

По характеру строения ловушек и распределения нефтеносности каждый горизонт терригенной толщи девона характеризуется некоторыми особенностями. В воробьевских отложениях промышленно нефтеносен пласт $Д_{IV}$ (Ромашкинское и Бавлинское месторождения, Сулинская площадь). Выявлены залежи нефти пластового сводового типа с подошвенной водой, контролируемые локальными поднятиями с размерами от 0,5х1 до 4 х 6 км, этаж нефтеносности 5-12 м. Дебиты скважин колеблются от 0,2 до 32 т/сут.

В ардатовских отложениях нефтеносен пласт ДIII. Область распространения залежей нефти также ограничивается юго-восточными районами Татарстана. Они приурочены к небольшим поднятиям, в пределах которых контролируются литологическими ловушками. Выявленные залежи нефти литологически экранированного типа с размерами от 1,5 до 12 км^2 и нефтенасыщенной мощностью от 1,4 до 4,6 м. Дебиты скважин изменяются от 0,2 до 62 т/сут.

Пласты-коллекторы муллинских слоев, как отмечалось выше, тесно связаны с пашийско-кыновскими отложениями.

Промышленные скопления нефти в них на большинстве месторождений юго-востока Татарии представляют нижние части пашийско-кыновских залежей нефти. На Северо-Альметьевской и Южно-Ромашкинской площадях Ромашкинского месторождения в пласте $Д_{II}$ выявлены две самостоятельные залежи нефти пластового сводового типа небольших размеров. Приурочены они к четким локальным поднятиям с размерами 1-7 км^2, нефтенасыщенная мощность пласта 3-10 м, дебиты скважин 10-15 т/сут.

Пласты-коллекторы пашийско-кыновских отложений регионально нефтеносны и являются основными объектами разработки. Залежи пашийского горизонта распространены в основном в юго-восточной и южной частях территории, пашийско-кыновского и кыновского – в северо-западной и западной ее половине. Дебиты нефти по скважинам изменяются в пределах 1 – 500 т/сут.

Контролируются они структурами первого (Ромашкинская), второго (Ново-Елховская) и третьего порядков. Среди последних можно выделить залежи нефти, приуроченные к приразломным поднятиям (Бавлинская, Елабужская и др.), к надблоковым структурам (Нурлатская, Тат-Кандызская и др.), к структурам облекания останцов кристаллического фундамента (Фоминовская, Сотниковская и др.), структурам песчаных тел (Сабанчинская и др.). Часть залежей приурочена к литологическим ловушкам.

Второй нефтегазоносный комплекс

К карбонатным отложениям девона и нижнего карбона приурочено 4% от всего количества выявленных залежей нефти, среди которых залежи нефти различных типов: структурно-литологические и литологические – в семилукско-бурегских отложениях, пластовые сводовые или массивные – в фаменских и нижнетурнейских образованиях (табл.4.4).

В отложениях доманикового горизонта нефтеносным является в основном пласт Д – III, залегающий в верхней части разреза. Залежи нефти приурочены к небольшим (в среднем 1,5х2км), довольно пологим (5-10 м) поднятиям сводовой части ЮТС и его северо-восточного склона. Дебиты скважин от 0,2 до 60 т/сут.

В мендымском горизонте промышленные притоки нефти получены в сводовой части ЮТС, на его северном и северо-западном склонах и на юго-восточном склоне СТС. В сводовой части ЮТС залежь приурочена к небольшому (2,5х4,5 км) среднеамплитудному (22 м) поднятию. Дебит нефти из скважины составил 20 т/сут. При испытании мендымских отложений на других площадях Восточной Татарии после солянокислотной обработки получены притоки безводной нефти дебитом от 0,05 до 96 т/сут. Залежи нефти в доманиковых и мендымских отложениях структурно-литологического и литологического типов.

Промышленная нефтеносность воронежского горизонта доказана в пределах северного склона ЮТС на Бастрыкском месторождении, где после солянокислотной обработки получен приток нефти дебитом 18-40 т/сут.

Коллекторы елецкого горизонта нефтеносны на Ромашкинском месторождении, где получен приток нефти 0,2 т/сут. Залежь контролируется довольно четкой локальной структурой с размером 1,5х0,7 км. Тип залежи – массивный.

В данково-лебедянских (пласт Дл – III) и заволжских отложениях промышленные притоки нефти получены на площадях сводовой части Южного купола и его восточном склоне. Залежи приурочены к четким (амплитуда более 15 м) локальным поднятиям. Дебиты скважин 10-50 т/сут.

Малевско-упинские отложения, как правило, высокодебитные, приурочены к западному склону ЮТС и восточному борту Мелекесской впадины.

Фаменские и нижнетурнейские отложения нефтеносны в сводовой части ЮТС, на его северном и юго-восточном склонах. К бортам прогибов Камско-Кинельской системы характер разреза фаменско-нижнетурнейских карбонатных отложений меняется – они замещаются либо на глинисто-карбонатные, либо на однородные толщи без четко прослеживающихся по территории пластов-покрышек, что в целом снижает возможность накопления здесь углеводородов.

Верхнетурнейские отложения нефтеносны на всей территории ЮТС, восточного борта Мелекесской впадины и юго-восточном склоне СТС. Здесь выделяются три вида залежей. Залежи первого вида приурочены к структурам облекания верхнефранских или фаменских биогермов (Шегурчинская, Ашальчинская, Бастрыкская и др.). Они имеют округлую конфигурацию и размеры от 3 до 90 км^2. Высота от 10 до 50-90 м. Дебиты скважин до 30-40 т/сут.

Второй вид залежей приурочен к тектоническим структурам приразломного типа (Бавлинская, Куакбашская и др.). Контролируются они структурами второго и третьего порядков. Дебиты нефти из скважин 1-10 т/сут.

Третий вид залежей выявлен в пределах бортовой зоны Нижнекамского и Актанышско-Чишминского прогибов Камско-Кинельской системы и приурочен к рифогенным отложениям кизеловского горизонта (Афанасовская, Кабановская, Ильичевская). Покрышкой для них служит пропласток кизеловских глин в сочетании с перекрывающей их 4-5 - метровой пачкой плотных карбонатных пород. Залежи имеют небольшие размеры, этаж нефтеносности 10-15 м. Скважины малодебитные, 1-3 т/сут.

Из вышеназванных видов преобладают залежи нефти, приуроченные к структурам облекания верхнефранских и фаменских биогермов, – 94,5%. Они распространены в основном на землях ЮТС и Мелекесской впадины. Этаж нефтеносности залежей полностью зависит от высоты структуры. На высокоамплитудных поднятиях, кроме верхнетурнейских, нефтеносны и нижнетурнейские отложения. Такие залежи встречаются на землях западного склона ЮТС и реже – на его сводовой части.

В малевско-кизеловской толще турнейского яруса выделяются 4 продуктивных пласта-коллектора: $В_{IV}$ – кизеловский, $В_{III}$ – черепетский, $В_{II}$ – упинский, $В_{I}$ – малевский. Представлены они следующими основными структурно-генетическими разностями:

– комковатые известняки;
– сгустково-детритовые известняки;
– шламово-детритовые известняки;
– фораминиферово-сгустковые известняки.

Коллекторами являются только две первые разности.

Комковатые известняки представлены комочками микрозернистого кальцита, раковинами фораминифер, перекристаллизованным водорослевым детритом. Структура порового пространства напоминает структуру песчаников: межформенные крупные поры соединены короткими и широкими каналами. Пористость изменяется от 9,7% до 18%, проницаемость – от 0,004 до 0,018 мкм^2.

Сгустково-детритовые известняки в разрезе представлены плохоотсортированным перекристаллизованным детритом, комочками и сгустками микрозернистого кальцита. Структура порового пространства сложная: поры меж- и внутриформенные, каналы узкие, извилистые. Из вторичных процессов отмечается как выщелачивание, так и кальцитизация. Ухудшение коллекторских свойств, по сравнению с комко-

Характеристика залежей нефти карбонатной толщи девона и нижнего карбона Татарстана

Тип залежи / Типы ловушек	Нефтеносный горизонт	Типичные залежи	Количество залежей%	Амплитуда залежи, м	Дебиты скважин, т/сут	Плотность нефти, г/см^3	Газовый фактор, м^3/т	Давление насыщения, МПа
Структурно-литологический, литологический	Семилукско-бурегский	Березовская, Азнакаевская	14	3 – 7	10 – 30	0,810-0,832	36,4 – 55,3	6,9 – 9,0
		Шуганская, Кулмаксинская Шийская	18	7 – 10	28 – 57	0,892-0,900	39	6,1
Массивный, пластово-сводовый	Фаменский	Абдрахмановская, Зеленогорская , Фоминовская, Бавлинская	38	7 – 40	0,3 – 48	0,900-0,920	4 – 22	2,4 – 5,7
	Нижне-турнейский	Абдрахмановская, Алексеевская Бавлинская	30	10 – 58	1 – 20	0,890-0,920	22	?
Тектонические		Куакбашская, Бавлинская	4,0	10 – 40	5 – 6	0,89 – 0,91	18 – 24	5,2 – 7,4
Структуры облекания биогермов:			94,5					
а) в слоистом резервуаре, из них		Николашкинская	89,5					
с нефтенасыщенностью верхнетурнейских отложений		Ромашкинская, Урустамакская	65,5	10 – 40	5 – 6	0,9 – 0,93	23 – 28	6,0
с нефтенасыщенностью верхне- и нижнетурнейских отложений		Бастрыкская, Ивашкинская	24,0	40 – 90	15 – 20	0,9 – 0,92	18 – 33	7,5
б) в однородном резервуаре		Чажская, Старо-Никольская Азево-Салаушская	5,0	30 – 50	1 – 3	0,92 – 0,94		
В прибортовых зонах Камско-Кинельской системы		Сарсакская, Кабановская, Афанасовская	1,5	10 – 30	1 – 3	0,92 – 0,94		

ватыми разностями, происходит за счет вторичной кальцитизации и запечатывания пор и каналов. Пористость в среднем составляет 11%, проницаемость изменяется от 0,001 до 0,012 мкм^2.

Шламово-детритовые известняки состоят из шлама и водорослевого детрита, сцементированного обильным микрозернистым цементом. Это обычно плотная разность (пористость – 7,0%), коллекторами быть не может.

Кальцитизированные фораминиферово-сгустковые известняки являются еще более плотной породой (пористость – 5%, проницаемость – 0,0005 мкм^2). В продуктивных пластах они присутствуют в виде линз, стяжений, невыдержанных прослоев.

В начале 1960-х годов В.А.Бадьяновым и Г.Н.Гурьяновым продуктивные пласты верхнетурнейского подъяруса по особенностям сопротивления слагающих их пород были разделены на пачку высокого сопротивления ВС (пласт B_{IV}) и пачку низкого сопротивления НС (пласт B_{III}) [3]. Примечательно то, что характер сопротивления этих пачек сохраняется как в пределах залежи, так и за ее пределами. Поэтому первоначально сложившееся мнение, что высокое сопротивление обусловлено нефтенасыщенностью, оказалось неправомерным.

Пласт B_{IV} на рассматриваемой территории присутствует повсеместно. Сложен он преимущественно комковатыми и сгустково-детритовыми разностями известняков, которые являются основными высокопроницаемыми коллекторами верхнетурнейского подъяруса. В центральных районах ЮТС на долю комковатых и сгустково-детритовых известняков приходится до 73% объема пласта B_{IV}. Содержание тонких прослоев шламово-детритовых известняков не превышает 16%, фораминиферово-сгустковых – 1,9%. На крайнем юго-востоке (Бавлинское, Алексеевское, Фоминовское и др. месторождения) B_{IV} представлен теми же генетическими разностями известняков, что на Ромашкинском месторождении. Но суммарное содержание комковатых, сгустково-детритовых известняков здесь составляет 62,9%. Причем комковатые известняки приурочены, как правило, к верхней и средней частям пласта. К северо-западу от центральных районов ЮТС в разрезе пласта B_{IV} наряду с увеличением содержания комковатых и сгустково-детритовых известняков появляются песчано-гравелитовые разности. На северном склоне ЮТС в разрезе кизеловского горизонта, кроме верхнего пласта B_{IV}, появляется нижний пласт B_{IV}, обладающий практически такими же коллекторскими свойствами, что и верхний.

Из сказанного следует, что на территории юго-восточной фациальной зоны лучшие коллекторы верхнетурнейского подъяруса сформировались в пределах Билярского палеоподнятия и его склонов (западный склон ЮТС), где господствовали прибрежно-морские условия осадконакопления.

Несколько хуже коллекторы сформировались в центральных районах ЮТС, где накопление осадков происходило в меняющихся условиях прибрежного мелководья и эвфотической зоны шельфа. Еще более худшие разности коллекторов приурочены к юго-восточному склону ЮТС, где накопление осадков происходило, очевидно, в условиях псевдоабиссальной зоны шельфа.

Важнейшим фактором, обуславливающим не только емкостно-фильтрационные свойства горных пород, но и направленность фильтрационных потоков в карбонатных коллекторах, является трещиноватость, которая в большинстве случаев оказывает влияние на полноту нефтевытеснения. Трещины различаются по генезису: тектонические, нетектонические, техногенные.

Тектонические трещины формировались под влиянием региональных складчатых движений земной коры. Нетектонические трещины образовались в результате диагенетических изменений осадков, а также физико-химических изменений в стадию эпигенеза или гипергенеза.

Техногенные трещины формируются под влиянием нагрузки бурового инструмента на породу или в результате закачки в пласт жидкости под большим давлением. Определяющую роль играют тектонические трещины.

К настоящему времени разработана серия методов определения параметров трещин: аэрокосмогеологические исследования (АКГИ), исследования сейсмолокационного бокового обзора (СЛБО), вертикального сейсмического профилирования (ВСП), оценка по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и гидродинамические исследования.

Анализ сопоставимости результатов исследований разными методами был выполнен под руководством Р.Н.Дияшева в 1991 году, и было показано, что все рассмотренные методы имеют определенные достоинства и ограничения [6]. Применение того или иного метода следует осуществлять, исходя не только из его разрешающей способности, но и из степени изученности месторождения и стадии его разработки.

Пластовое давление находится в соответствии с глубиной залегания нефти и составляет на сводовой части ЮТС 9,4 МПа, на его западном склоне 10,1-11,0 МПа, в Мелекесской впадине 11,5-11,8 МПа. Температура пласта 20-30є С. На юго-восточном склоне ЮТС она составляет 20єС, на его сводовой части и западном склоне – 25є С, на юго-восточном склоне СТС и в Мелекесской впадине – 25-30є С.

Нефти верхнетурнейских залежей слабо насыщены газом. Газовый фактор изменяется от 35 до 14 м^3/т. Наиболее газонасыщены (20-35 м^3/т) нефти юго-восточного, северного и частично западного склонов ЮТС. На сводовой части и западном склоне ЮТС, в Мелекесской впадине газовый фактор нефти не превышает 15-18 м^3/т. Давление насыщения газом нефти верхнетурнейских отложений равно 6 – 7,5 МПа. Заполненность верхнетурнейских структур нефтью во многом зависит от сохранности малиновских глин-покрышек, от типа и приуроченности структур к определенному тектоническому элементу. На землях ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины, как правило, отмечается наиболее полное заполнение структур нефтью. Если на части структуры малиновские глины размыты, наблюдается недозаполненность ловушек нефтью. В этих случаях ВНК верхнетурнейских и бобриковско-радаевских залежей прослеживается на одних отметках. На землях северного купола (Кучуковская, Азево-Салаушская площади) заполненность структур нефтью составляет 10-40%.

Третий нефтегазоносный комплекс

В составе третьего, визейского терригенного, нефтегазоносного комплекса находятся радаевский, бобриковский и тульский горизонты. Здесь выявлено около 37% от общего количества залежей нефти. Приурочены они к трем нефтеносным пачкам. Нижняя из них связана с отложениями малиновского надгоризонта, средняя – с отложениями радаевского, бобриковского и нижней частью тульского горизонтов, верхняя – с отложениями верхней части тульского горизонта. В малиновских отложениях залежи нефти открыты в осевой зоне Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы на Первомайском, Комаровском и Контузлинском месторождениях. Залежи нефти небольших размеров пластового сводового и литологически экранированного типов. Дебиты нефти изменяются от 0,45 до 22 т/сут. Нефтенасыщенные мощности пластов достигают 6-7 м.

Наиболее широко распространены залежи в песчаниках радаевско-бобриковского и нижней части тульского горизонтов. Они встречены на ЮТС, в Мелекесской впадине, частично на землях юго-восточного склона СТС. Залежи имеют самые разнообразные типы и размеры, различный этаж нефтеносности, зависящие от типа структур, контролирующих залежи нефти и литолого-фациального состава отложений.

Преобладающее число малиновско-яснополянских залежей нефти контролируется структурными ловушками, из них 85-87% – структурами облекания верхнефранских биогермов, 7-8% – структурами облекания песчаных тел и всего 4% – тектоническими ловушками. Литологических залежей 2-3% и приурочены они, как правило, к отложениям тульского и елховского горизонтов (табл. 4.5). Размеры и типы залежей во многом зависят от литолого-фациального состава отложений.

В районах с аргиллитово-песчаным типом разреза концентрируются относительно крупные залежи нефти. На землях распространения аргиллитового типа и локального развития коллекторов в пределах западного и северо-западного склонов ЮТС крупные залежи нефти не открыты, здесь образуются исключительно мелкие залежи, как правило, структурно-литологического типа с небольшими значениями нефтенасыщенных мощностей. На распределение залежей нефти оказали влияние и амплитуды ловушек. Наиболее благоприятными для формирования залежей нефти меньших размеров в бобриковско-радаевских отложениях на территории Восточного Татарстана являются районы с песчаным, аргиллитово-песчаным и песчано-аргиллитовыми типами разрезов в зонах средне- и высокоамплитудных поднятий (восточный борт Мелекесской впадины, западный участок северного склона и сводовая часть ЮТС), где формируются относительно крупные и средние залежи нефти. В зоне распространения малоамплитудных поднятий (северный и северо-восточный склоны ЮТС) формируются либо мелкие с этажом нефтеносности 2 – 5 м, либо не образуются совсем. Основной продуктивный горизонт – тульский.

Следующим фактором, который оказал влияние на распределение залежей нефти, является способность терригенной толщи карбона формировать свои седиментационные структуры. Эти поднятия образуются преимущественно на землях распространения песчаного, аргиллитово-песчаного и песчано-аргиллитового типов разреза. Амплитуда структур не превышает 10-25 м. Они могут быть встречены как на бортовых, так и на осевых частях прогибов Камско-Кинельской системы, сводовой части ЮТС.

Залежи в радаевско-бобриковских горизонтах встречены на ЮТС, в Мелекесской впадине, изредка на землях юго-восточного склона СТС. Залежи имеют разнообразные типы и размеры, различный этаж нефтеносности, зависящие от типа структур, контролирующих залежи нефти и литолого-фациального состава отложений.

Преобладающее число бобриковско-тульских залежей нефти контролируется структурными ловушками, из них 90% – структурами облекания верхнефранских биогермов, 1% – структурами облекания песчаных тел и 9% – тектоническими ловушками. Размеры и типы залежей во многом зависят от литолого-фациального состава пород. На распределение залежей нефти оказали влияние и амплитуды ловушек.

Залежи радаевско-бобриковских горизонтов, контролируемых структурами облекания верхнефранских биогермов, имеют этаж нефтеносности до 90 м. В сводах структур часто отмечается отсутствие коллектора. Преобладающий тип залежей – антиклинальные пластовые и антиклинальные – литологические (Бастрыкская, Черемуховская, Аканская, Сиреневская и др.).

Таблица 4.5

Характеристика залежей нефти визейского терригенного нефтегазоносного комплекса

Тип ловушек	Залежи нефти					Заполнение ловушек, %	Дебиты скважин, т/сут	Газовый фактор, $м^3/т$	Давление насыщения, МПа	Пластовое давление, МПа
	типичные	нефтеносный горизонт	количество, %	амплитуда, м						
Тектонические	Нурлатская, Бавлинская, Ямашинская	Тульский, бобриковский	4	15-40		5-100	1-100	16-28	4,9-7,1	10,1-1,18
облекания верхнефранских биогермов	Ново-Суксинская, Контузлинская	Тульский, бобриковский, радаевский, елховский	87	20-125		60-100	1-55	12-220	4,8-6,6	9,5-12,5
облекания песчаных тел	Дружбинская, Комаровская	Тульский, бобриковский, радаевский, елховский	7	3-25		50-90	0,5-10			
Литологические	Первомайская	Тульский, елховский	2	2-5		?	0,4-48			

Залежи нефти в пределах тектонических структур (Бавлинская, Нурлатская, Куакбашская, район Усть-Икского вала и др.) имеют значительные размеры и являются антиклинальными. Размеры небольшие, дебиты нефти скважин из бобриковского горизонта достигают 100 т/сут., в среднем составляют 8 – 15 т/сут. В тульских отложениях залежи нефти антиклинально-литологического типа встречены на землях северного и северо-западного склонов ЮТС. Приурочены они к структурам облекания биогермных построек. Дебиты скважин 6 – 20 т/сут.

В сложении радаевско-бобриковских отложений принимают участие песчаники, алевролиты, аргиллиты, углисто-глинистые сланцы, угли и глинистые известняки. Наиболее значительные мощности встречены в эрозионных врезах.

Коллекторская толща радаевско-бобриковских отложений представлена песчано-алевролитовыми отложениями, составляющими единую гидродинамическую систему. В изучаемом разрезе выделяются четыре пласта, объединяющихся на большей части территории в единый монолитный пласт, толщиной в среднем не превышающей 4-6 м. Пористость коллектора изменяется от 10 до 30%, проницаемость может достигать 3-4мкм^2. В зонах прогибов Камско-Кинельской системы (ККС) толщины коллекторов радаевско-бобриковских горизонтов достигают значительных величин (70-80 м) с замещениями на очень коротких расстояниях.

Песчаные пласты тульского горизонта имеют широкое распространение. Сложены они мелкозернистыми песчаниками и разнозернистыми алевролитами. В составе продуктивных пластов выделяются четыре песчано-алевролитовых пласта С1-тл-1, С1-тл-2, С1-тл-3, С1-тл-4. Разделяющие пласты пачки глинистых и глинисто-карбонатных пород выдержаны по площади и их толщина, как правило, около 3-4 м. Наиболее широко распространен и обладает хорошими коллекторскими свойствами пласт С1-тл-2.

Покрышкой в третьем нефтегазоносном комплексе служат тульские глины. Толщина тульских карбонатно-глинистых отложений изменяется от 4 до 45 м. Региональное уменьшение толщины покрышки происходит в направлении с юго-востока территории к осевым зонам Нижнекамского и Усть-Черемшанского прогибов.

Продуктивные пласты представлены мономинеральными кварцевыми песчаниками в различной степени алевролитовыми и алевролитами песчаными. Содержание кварца составляет 95-99% состава породы, с небольшой примесью зерен полевых шпатов, чешуек мусковита, единичных зерен циркона. Из аутигенных минералов – кальцит, пирит, реже гипс. С учетом размера зерен, сортировки, укладки, строения порового пространства, развития вторичных процессов выделены следующие типы пород (по данным А.А.Губайдуллина, Е.А.Юдинцева):

I. Песчаники средне- и разнозернистые.

II. Песчаники мелкозернистые и их алевролитовые разности.

III. Алевролиты крупнозернистые песчаные.

IV. Алевролиты разнозернистые.

V. Песчаники и алевролиты уплотненные.

VI. Алевролиты глинистые, связанные взаимопереходными разностями.

Анализируя емкостно-фильтрационные свойства всех типов пород, нужно отметить, что I, II и III типы образуют группу пород-коллекторов с высокими коллекторскими свойствами, IV и V типы – группу пород коллекторов с пониженными коллекторскими свойствами, VI тип – породы плотные, с низкими коллекторскими свойствами.

Продуктивные пласты, как бобриковского, так и тульского горизонта, сложены всеми вышеописанными разностями пород. Соотношение вышеописанных типов пород в продуктивных пластах определяет емкостно-фильтрационные свойства отдельных пластов.

Пластовое давление в залежах бобриковско-тульских отложений находится в соответствии с гидростатическим градиентом и равно 9,6-12,0 МПа. Температура пласта изменяется в пределах 20-30єС. На сводовой части, юго-восточном и северном склонах ЮТС она равна 20-25єС, постепенно повышаясь в сторону Мелекесской впадины до 27-30єС.

Газонасыщенность нефти в тульско-бобриковских отложениях изменяется от 4 до 25-30 м^3/т. Наиболее газонасыщены нефти юго-восточного, частично западного склонов ЮТС и его сводовой части, т.е. на землях, где покрышка над бобриковскими залежами достаточно мощная (8-20 м) и выдержанная по простиранию. На площадях северного склона ЮТС, восточном борту Мелекесской впадины и СТС тульские отложения расщепляются песчаными пластами. В связи с этим их роль как надежной покрышки понижается, поэтому газонасыщенность нефти составляет всего 4-15 м^3/т, давление насыщения равно 6-7 МПа.

Залежи нефти в пределах структур облекания верхнефранских биогермов имеют этаж нефтеносности до 90 м. В сводах структур часто отмечается отсутствие коллекторов. Преобладающий тип залежей – пластовый и структурно-литологический.

В залежах нефти, контролируемых структурно-морфологическими формами песчаных тел (песчаные линзы, косы, бары, структуры облекания песчаными пластами турнейских локальных поднятий с образованием самостоятельных структур), преобладающий тип залежей пластовый сводовый.

Залежи нефти в пределах тектонических структур (Бавлинская, Нурлатская, Куакбашская, район Усть-Икского вала и др.) имеют значительные размеры и являются пластовыми сводовыми. Литологически экранированные залежи нефти имеют незначительное распространение и встречены в малиновских отложениях осевых зон прогибов Камско-Кинельской системы, в бобриковских и тульских отложениях – на площадях распространения аргиллитового и песчано-аргиллитового типов разреза в пределах Восточного Татарстана. Размеры небольшие. Дебиты нефти скважин из бобриковского горизонта достигают 100 т/сут., в среднем составляя 8-15 т/сут.

В верхнетульских отложениях залежи нефти структурно-литологического типа встречены на землях северного и северо-западного склонов ЮТС. Приурочены к структурам облекания франских биогермов. Дебит скважин 6 – 20 т/сут.

Четвертый нефтегазоносный комплекс

В состав комплекса входят алексинские, намюр-серпуховские и башкирские карбонатные отложения. Из алексинского горизонта притоки нефти получены в пределах сводовой части ЮТС, Акташско-Ново-Елховской и Черемшано-Ямашинской структурных зон и на Бавлинском месторождении. Нефтепроявления различной интенсивности отмечены практически во всех структурных зонах западного склона ЮТС и на отдельных участках восточного борта Мелекесской впадины. Нефтеносны здесь два пласта трещиноватых известняков – Ал-I и Ал-II, разделенных пропластками и пачками глин и заглинизированных карбонатных пород. Нефтенасыщенная мощность пласта около 3 м.

В алексинских отложениях встречены литологически экранированные и структурно-литологические залежи нефти. Первые из них наиболее продуктивны. Дебиты нефти до 50 т/сут, плотность 0,91-0,92 г/см^3. Встречены они частично на сводовой части и западном склоне ЮТС.

Пластово-сводовые залежи малодебитны – 0,2-5 т/сут., размеры их небольшие, контролируются структурами облекания биогермов, мощность пластов до 4 м.

Основными в данном комплексе являются продуктивные пласты башкирского яруса, представленные органогенными, реже органогенно-обломочными и зернистыми известняками с подчиненными прослоями доломитов. Выделяются три пласта. По характеру емкостно-фильтрационных свойств породы-коллекторы относятся к поровому, трещинно-поровому и каверново-поровому типу. Общая эффективная толщина пластов-коллекторов достигает 20 м, пористость – от 0,3до 21%, проницаемость – до 0,400 мкм^2.

Залежи нефти выявлены на восточном борту Мелекесской впадины, на западном и южном склонах, в сводовой части ЮТС, менее распространены на юго-восточном склоне СТС.

Купольная часть ЮТС составляет наиболее крупный узел нефтенакопления в среднем карбоне, хотя залежи здесь размещены крайне неравномерно и весьма своеобразно. Наиболее крупная Куакбашская залежь приурочена к одноименному Куакбашскому валообразному поднятию размером 10-15х45-55 км. Дебиты скважин составляют от 0,1-0,5 до 10 т/сут.

На землях, расположенных западнее Ново-Елховского месторождения, залежи приурочены большей частью к локальным структурным ловушкам размером от 0,6х1,0 до 2,5х7,0 км, амплитудой от 1-2 до 25-30 м. Большинство этих структурных форм развиты на биогермах. Встречаются ловушки массивного типа. Общий этаж нефтеносности в них достигает иногда больше 60 м, суммарная нефтенасыщенная толща пород – 45м и более. Притоки нефти изменяются от нескольких сот литров до 30-70 т/сут.

Плотность нефтей изменяется от 0,89 (Ойкино-Алтунинский участок) до 0,96 г/см^3 (восточный борт Мелекесской впадины).

Степень заполнения структур нефтью различна и колеблется от 10 до 95-100%. Отмечается некоторое возрастание высоты залежей в направлении от восточных земель западного склона ЮТС к Мелекесской впадине. При высоте структур, превышающей мощность башкирских отложений, этаж нефтеносности захватывает и намюрские отложения. Пластовые резервуары в башкирском ярусе пользуются незначительным развитием. Башкирские и намюрские пласты-коллекторы чаще образуют единую гидродинамическую систему, характеризующуюся сложным строением, обусловленным зональным замещением коллекторов (Куакбашская, Новошешминская). Намечается общая тенденция уменьшения нефтенасыщенной мощности отложений в направлении от крутых крыльев структур, сопряженных с прогибами и флексурными уступами (зоны повышенной трещиноватости пород), к их тыловым частям за счет неравномерного повышения ВНК залежей и замещения коллекторов. Газовый фактор нефти башкирско-намюрских отложений – 15-18,4 м^3/т. Температура пласта – 15-20єС. Пластовое давление 6 - 8 МПа.

Пятый нефтегазоносный комплекс

Продуктивные отложения верейского горизонта включают семь пластов. Друг от друга и от отложений башкирского яруса они отделены глинистыми разделами, являющимися в ряде случаев надежными покрышками. Поэтому нередко ВНК башкирских и верейских залежей не совпадают. В структурных ловушках, подвергшихся в верейское время эрозионным процессам, верейские и башкирские отложения оказались объединенными в единую гидродинамическую систему с общим ВНК залежей (Архангельская, Екатериновская залежи).

Карбонатная толща верейского горизонта сложена органогенными, органогенно-детритовыми, зернистыми известняками с подчиненными прослоями доломитов. Процентное содержание всех разностей известняков и доломитов в разрезе увеличивается от сводов локальных структур к прогибам между ними. В этом же направлении отмечается уменьшение пористости и проницаемости пород. По характеру емкостно-фильтрационных свойств пласты-коллекторы верейского горизонта относятся в основном к поровому типу. Пористость пластов изменяется от 8-9 до 23%, проницаемость может достигать 1,0 мкм^2.

Покрышкой являются глинистые и глинисто-карбонатные породы верейского горизонта. Толщины пород флюидоупоров изменяются от 10 до 36 м. Увеличение толщины глинистых пород-покрышек верейского горизонта происходит закономерно с юго-востока на северо-запад.

Основными промышленными объектами в разрезе верейского горизонта являются пласты Вр-1 и Вр-2 нефтенасыщенной мощностью от 1,5-2,0 до 3,5-4,5 м. Промышленная нефтеносность на отдельных участках установлена также в пластах Вр-3а, Вр-3б и Вр-3в, отмечены нефтепроявления в верхней пачке Вр-4, дебиты скважин достигают 15-30 т/сут.

На Ромашкинском месторождении в среднем карбоне самые крупные залежи открыты в его юго-западной части на наиболее приподнятой части – Куакбашско-Шугуровской структуре, вытянутой в меридиональном направлении. По кровле верейского горизонта она имеет размеры 1,5-20,0 км с амплитудой поднятия до 50-60 м, а отдельные поднятия имеют размеры от 1,5х2,5 до 2х9 км. Этаж нефтеносности залежей достигает 80-100 м. Абсолютные отметки ВНК составляют на южных участках – 545-547 м, а на северных – 530 м. В этом же направлении происходит ухудшение коллекторских свойств пород. На отдельных участках отложения башкирского яруса и верейского горизонта отличаются чрезвычайной неоднородностью и невыдержанностью по площади и разрезу.

В верейском горизонте продуктивными являются органогенно-обломочные известняки. Залежи пластовые сводовые. Пористость изменяется от 8,0 до 20,2%, нефтенасыщенность – 0,52-0,86, проницаемость в среднем 0,035 мкм^2, нефтенасыщенная толщина – 1,7 м, эффективная толщина – 2,7. Особенностью верейской залежи является наличие в пределах ее продуктивной площади значительного количества зон отсутствия коллекторов.

В структурных ловушках, осложненных верейскими «врезами», выполненными мощными толщами (30 м и более) песчаных коллекторов, все верейские пластовые резервуары и башкирские отложения оказались объединенными в единую гидродинамическую систему с общим ВНК (Усть-Кичуйская, Екатериновская залежи).

Для нефтей верейского горизонта давление насыщения составляет в среднем 0,8 МПа, газовый фактор – 4,1 м^3/т, вязкость нефти в пластовых условиях 41,6 мПа · с, плотность пластовой нефти – 876 кг/м^3. Массовое содержание серы составляет от 3,4% и выше, смол и асфальтенов – 46,4%, парафинов – 4,1%. Нефти верей-башкирских отложений относятся к тяжелым высокосернистым и высоковязким.

Шестой нефтегазоносный комплекс

К данному комплексу относятся каширско-гжельские карбонатные отложения. Нефтеносность отложений каширского (пласты Кш-I-V) карбонатного комплекса доказана на

восточном борту Мелекесской впадины, на западном и юго-восточном склонах ЮТС и СТС – на Чегодайской, Степноозерской, Николаевской, Южно-Нурлатской, Крым-Сарайской и других структурах. По площади нефтепроявления ограничены границами нефтеносных земель по верейско-башкирским отложениям. Каширские отложения повсеместно нефтеносны на восточном борту Мелекесской впадины, несколько меньшим развитием пользуются залежи нефти на западном склоне ЮТС. Пористость пород в нефтенасыщенной части разреза 10-18%, в отдельных образцах до 23,2-32,3%, проницаемость от 0,09-0,148 до 1,821 мкм^2. Притоки нефти 1,5-5 м^3/сут. Залежи приурочены преимущественно к локальным поднятиям третьего порядка, характеризуются ограниченными размерами. Тип залежей пластово-сводовый или массивный. Плотность нефти колеблется от 0,9 до 0,934 г/см^3, при содержании серы 3,4-4,6%, парафина – 3,5%.

Подольский горизонт нефтеносен на восточном борту Мелекесской впадины. Нефтепроявления в процессе бурения по керну и грунтам установлены на западном склоне Южного купола. Притоки нефти достигают 2,5 т/сут. Плотность нефти 0,93 г/см^3, содержание парафина 2,7%, серы 4,5%. Поднятия, контролирующие залежи нефти, являются тектоническими (Куакбашская, Нурлатская, Елабужская и др.) и структурами облекания франских биогермов (Николаевская, Черемуховская и др.). Нефтепроявления в мячковском горизонте и в верхнем карбоне (по керну, грунтам и газокаротажу) отмечены на землях восточного борта Мелекесской впадины и на западном склоне ЮТС (Николаевская, Гаринская, Ивинская и другие структуры).

Седьмой битумоносный комплекс

Верхняя часть осадочной толщи, начиная с верхнего карбона по верхнеказанские отложения включительно, содержит массовые скопления природных битумов (ПБ), которые представляют собой сильно окисленные, сверхвысоковязкие (600-1 000 000 мПа ·с) нефти с высоким содержанием смол (18-26%), асфальтенов (4,6-75%), серы (3,7-7,2%), практически не содержащие легких фракций.

Исследования показали, что распределение битумов в пермской толще подчинено тем же законам, что и распределение нефти в нижележащих горизонтах. Массовые битумопроявления приурочены к коллекторам, экранированным в кровле глинистыми, глинисто-карбонатными или сульфатными покрышками разной (от 2 до 60 м) мощности, причем масштабы распространения битумов по площади находятся в тесной связи с выдержанностью покрышки.

Залежи битумов контролируются ловушками сводового типа, которые образуются поднятиями третьего и второго порядков современного структурного плана пермских отложений (рис.4.3). В пределах площади ловушек, как и для нефтяных залежей, намечаются поверхности раздела между битумной и преимущественно водоносной частями резервуара, аналогичные водонефтяным контактам. В верхнем интервале доминирует, как правило, битумонасыщенность выше 50% к объему пор, нижний интервал характеризуется довольно резким спадом битумонасыщенности – до 20-30% и ниже, хотя и здесь прослоями отмечается битумонасыщенность до 80%.

Битумоносность отложений верхнего карбона Татарстана пока изучена слабо.

В ассельском ярусе нижней перми битумы развиты более широко, чем в верхнем карбоне. Территориально они приурочены к отдельным участкам ЮТС (западный и юго-восточный склоны) и восточного борта Мелекесской впадины. Выявлено около 30 залежей битумов, приуроченных к верхней и средней частям яруса. Залежи в основном пластового сводового и массивного типов, контролируются локальными поднятиями небольших (331 – 6900 га) размеров. Мощность битумоносных пластов изменяется от 2 до 63 м, в среднем по залежам – от 2 до 23,6 м. Битумонасыщенность коллекторов в пределах залежи в среднем составляет 66% к объему пор. Визуально битумы ассельского яруса гудроновидные. Притоки жидкой нефти из пород ассельского яруса получены на Николашкинском месторождении.

В сакмарских отложениях битумы встречены на всех площадях ЮТС, восточном борту Мелекесской впадины и южной части Казанско-Кировского авлакогена. Выявлено 130 залежей ПБ. Они залегают в верхней и нижней частях яруса, представляют скопления пластового сводового и массивного типов, в большинстве случаев контролируются локальными поднятиями. В пределах Нурлатско-Аксубаевской, Урустамакской и других структурных зон залежи ПБ контролируются группой локальных поднятий, входящих в состав структур второго порядка. В отдельных случаях залежи ассельского и сакмарского ярусов составляют единое целое. В ряде случаев тесную связь с залежами сакмарского яруса имеют скопления ПБ в песчаниках глинистой пачки шешминского горизонта.

Залежи ПБ сакмарского яруса в присводовой части ЮТС имеют горизонтальные поверхности водобитумных контактов (ВБК), на склонах ЮТС и восточном борту Мелекесской впадины наклонены с востока на запад в направлении потока подземных вод. Мощность битумоносных пластов изменяется от 0,2 до 80 м, средняя битумонасыщенная мощность по залежам колеблется в пределах 1,2 – 34 м. Битумонасыщенность коллекторов в пределах залежей изменяется от 12 до 97%, но при развитой кавернозности лабораторные определения отражают битумонасыщенность в основном межкаверновой части пород и, видимо, дают заниженные данные.

Плотность битумов сакмарского яруса по большинству определений составляет 1,017-1,027 г/см^3, хотя на отдельных участках они более легкие (Карасинская площадь – 0,985 г/см^3, Коробковская площадь – 0,977 г/см^3, Николашкинское месторождение – 0,896 г/см^3). По консистенции (визуальной) они полужидкие, в 40% случаев описаны как нефти, в 49% – как битумы и гудроны. Полусухие и твердые разности встречены в 5% случаев. ПБ содержат от 66 до 88% масел, от 8,7 до 19,5% смол, от 3,3 до 14,1% асфальтенов.

Артинские и кунгурские отложения, развитые на крайнем востоке Татарстана, содержат незначительные скопления битумов пластового сводового и литологически экранированного типов (33 залежи).

Восьмой битумоносный комплекс

Комплекс связан с песчаной пачкой шешминского горизонта уфимского яруса. В нем установлено 58 месторождений ПБ, 45 из которых разведаны с разной степенью детальности. Площадь распространения их ограничивается юго-восточной частью Татарстана. Большинство известных залежей ПБ связаны с присводовой частью и западным склоном ЮТС и с восточным бортом Мелекесской впадины. На восточном и юго-восточном склонах ЮТС пока выделены единичные залежи. Но это скорее результат слабой изученности, нежели геологическая закономерность. Во всяком случае, почти во всех скважинах, где песчаная пачка проходилась с отбором керна, отмечены битумопроявления различной интенсивности.

Залежи ПБ контролируются локальными поднятиями, которые четко отображены в современном плане по кровле уфимского яруса. В отдельных случаях намечается приуро-

ченность их к группе локальных поднятий (Сугушлинское месторождение). Залежи ПБ пластовые сводовые.

По материалам детально разведанных залежей битумов шешминского горизонта отчетливо прослеживается сходство их строения с нефтяными залежами. В их разрезах, как и в разрезах нефтяных залежей, по керну и геофизике достаточно четко выделяются битумоносная, водобитумная и водоносная части резервуара. В пределах первой, верхней части битумоносного пласта около трети образцов имеют битумонасыщенность более 80% к объему пор (7-12% и более к весу породы). Около трети образцов из нижней половины битумоносного пласта имеют битумонасыщенность 50-80% (4-7% к весу породы). Битумонасыщенность ниже 50% к объему пор (менее 4% веса породы) в этой части разреза залежи встречается по пропласткам обычно небольшой мощности и чаще в ее нижней половине.

Дебиты скважин изменяются от 50 л до 10-12 м^3/сут. По консистенции битум жидкий, плотность его 0,95-1,02 г/см^3, вязкость от 300 до 63 000 мПа · с. Битумы шешминского горизонта содержат 51-75% масел, 12-36% смол, 4,6-17,5% асфальтенов, мощность битумоносных пластов изменяется от 1до 40 м, площади залежей – от 10 до 10 тыс.га.

Девятый битумоносный комплекс

Этот битумоносный комплекс включает отложения нижнеказанского подъяруса (верхнеспириферовый известняк, барбашинские слои, серии ядреный камень, слоистый камень) и нижнюю толщу верхнеказанского подъяруса. В кровле комплекс ограничивается сульфатной пачкой серии подбой. К настоящему времени в рассматриваемой толще выделено около 40 залежей ПБ с размерами от 90 до 28200 га. Материалы детально разведанных залежей ПБ нижней толщи верхнеказанского подъяруса (Аканской, Аксубаевской и др.) подтверждают, что они контролируются структурными зонами.

По лабораторным данным, битумонасыщенность пород в пределах залежи изменяется от 1 – 2 до 12% к весу породы. Средняя битумонасыщенность по залежам от 1,5 до 5,5% к весу породы. По консистенции битумы полужидкие, плотность их изменяется от 0,941 до 1,048 г/см^3, вязкость – от 4000 до 35 000 (мПа ·с). Гудроновидные и твердые разности ПБ имеют ограниченное распространение. Они содержат от 31 до 68% масел, от 19 до 36% смол, от 9 до 75% асфальтенов. Мощность битумоносных пластов изменяется от 2-10 до 14-20 м. В 60 скважинах проводилось испытание пластов на приток без какой-либо обработки призабойной зоны. В двух случаях пласт оказался сухим, в остальных – получены притоки воды и пленки битума (до 50 л/сут).

Десятый битумоносный комплекс

Десятый битумоносный комплекс включает отложения верхней пачки верхнеказанского подъяруса (серии серый камень, шиханы, опоки, подлужник, переходная толща). В нем выявлено более 30 залежей ПБ площадью от 213 до 14 000 га. Они контролируются структурами второго порядка – структурными зонами, ступенчато осложняющими борта Мелекесской впадины и Казанско-Кировского авлакогена. Залежи многопластовые, охватывают в сводах поднятий весь разрез комплекса с единой для всей этой толщи поверхностью ВБК. Коллекторами являются гранулярные, каверновые, оолитовые и трещинные разности карбонатов, песчаники, алевролиты.

Пропитка битумом пород от сплошной до слабопятнистой. Битумонасыщенность пород в залежах от 1-2 до 10-12% к весу породы (от 25 до 95% к объему пор). Мощность битумоносных пластов изменяется от долей метра до 8-26 м, средняя мощность по залежам – от 2 до 18 м.

4.2. Типовые разрезы основных продуктивных горизонтов палеозоя

Большое значение для понимания деталей геологического строения залежей для целей рациональной разработки с последующим применением методов увеличения нефтеизвлечения имеет типизация разрезов продуктивных пластов.

В пашийском горизонте Ромашкинского месторождения исследователи [4,5,9] выделяют три основных типовых разреза, отличающихся друг от друга по литологии, коллекторским свойствам, толщине и другим показателям.

Первый тип занимает большую по площади центральную часть месторождения. Для данного разреза характерны наибольшая толщина (30-45м), присутствие практически всех пяти пластов горизонта D_1, пестрый литологический состав, характеризующийся частым переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород. Песчаники доминируют в нижней части горизонта (пласты «г» и «д»), выше по разрезу содержание их заметно сокращается и наблюдается рост глинистости.

Второй тип разреза прослеживается в восточной части месторождения. Для него характерно сокращение толщины нижних песчаных пластов «г» и «д», а местами полное их выклинивание. Пласты «в» и «б» здесь редко представлены песчаниками, чаще алевролитами и глинистыми породами или выпадают из разреза и на пласты «г» и «д» сразу ложится пласт «а». Общая толщина в этом типе разреза составляет 25-28 м.

Переходный тип разреза встречается в виде отдельных участков на территории распространения первого типа разрезов. Этот тип разреза несет черты как первого, так и второго типов, что выражается в промежуточных значениях толщин (30-32 м), песчанистости и глинистости. Для него характерно частое переслаивание маломощных прослоев песчаников и алевролитов со значительным содержанием глинистого материала по всему разрезу.

Среди описанных типов разреза в толще пашийского горизонта на разных уровнях встречаются «аномальные» разрезы, представленные монолитной толщей песчаников, залегающих среди других терригенных пород. Толщина этих песчаников колеблется от 5-6 до 10-15 м.

В тиманском горизонте на территории Татарстана исследователи выделяют до пяти типов разреза. В пределах Ромашкинского месторождения можно выделить два типа разрезов. Первый занимает большую восточную часть месторождения и представлен глинисто-карбонатным составом. Второй приурочен к западной части месторождения. Для второго типа разреза характерно появление в средней части разреза алевролитов и песчаников (пласт $Д_0$). Граница перехода первого типа разреза во второй протягивается с северо-востока на юго-запад через Сармановскую, Березовскую, Северо-Альметьевскую и Миннибаевскую площади.

Типизацией разрезов турнейских и визейских образований геологи занимаются давно и к настоящему времени ими [14, 15, 16] выделено шесть основных типов разреза: акташский, билярский, саитовский (карбонатные); сарайлинский (терригенный), кабык-куперский (карбонатно-терригенный) и приказанский (карбонатный с существенной примесью терригенного материала) (рис.4.4).

В современном структурном плане акташскому типу разреза соответствует территория ЮТС, билярскому – его северный склон и восточный борт Мелекесской впадины, саитовскому – краевые зоны названных структур. Сарай-

линский тип разреза развит на восточном склоне СТС и на территории Мелекесской впадины. Кабык-куперский разрез, примыкая к сарайлинскому, занимает тот же склон СТС и приурочен к северным границам Республики Татарстан. Приказанский разрез прослеживается на территории Северо-Татарского свода, Казанско-Кировского прогиба и на восточном склоне Токмовского свода.

Изучая площадное распространение типовых разрезов турнейского яруса, можно видеть, что основной фон среди них образуют поля развития карбонатных отложений. Значительную площадь занимают существенно терригенные (сарайлинский тип разреза) и лежащие на их продолжении фациально сходные с ними карбонатно-терригенные (кабык-куперский тип разреза) образования.

Карбонатный состав и величины мощностей билярского и саитовского разрезов не противоречат условиям накопления их на склонах названных структур. Карбонатно-терригенные разрезы кабык-куперского типа находятся в полосе, прилегающей к области частичного, а за пределами Республики Татарстан полного, отсутствия турнейских отложений. Осадки их формировались в непосредственной близости к району, где осадконакопление из-за частых перерывов и размывов носило неустойчивый характер. Терригенный состав и значительные величины мощностей позволили исследователям выделить на территории Волго-Уральской области Камско-Кинельскую систему прогибов.

На севере территории РТ по развитию преимущественно терригенных образований фиксируется Нижнекамский прогиб, широтно простирающийся от с.Булдырь на западе до г.Мензелинска на востоке. Этот прогиб, протяженностью около 200 км, соединяется с аналогичными ему прогибами: Актаныш-Чишминским на юго-востоке, Сарапульским на северо-востоке и Можгинским на севере. Прогиб отделяет ЮТС от Северного и Удмуртского выступов. Южная внутренняя бортовая зона прогиба трассируется по появлению в разрезе турнейского яруса карбонатных пород резко увеличенной мощности (саитовский тип разреза). Южная внешняя зона прогиба устанавливается по резкому сокращению мощности всего яруса в целом. Ось Нижнекамского прогиба смещена к южному его борту, поэтому он имеет широкую северную (кабык-куперский тип разреза) и узкую южную прибортовые зоны (саитовский тип разреза).

Северо-западная внешняя зона Нижнекамского прогиба приурочена к восточному обрамлению Северо-Татарского свода и трассируется по резкому сокращению мощности турнейского яруса в целом. На юго-западе РТ по развитию преимущественно терригенных отложений фиксируется Усть-Черемшанский прогиб, который отделяет Токмовский свод от ЮТС. Восточный борт Усть-Черемшанского прогиба так же, как и южный борт Нижнекамского прогиба, представлен билярским и саитовским типами разреза. Ось прогиба испытывает региональное погружение с севера на юг.

Западную, внешнюю границу прогиба, очевидно, необходимо проводить по линии, обрамляющей Карлинский «залив» с севера и запада и уходящей на юг по восточному склону Токмовского свода.

По характеру распространения визейских терригенных образований видно, что наиболее полные и мощные разрезы приурочены к сарайлинскому типу. Отличительной чертой этого типа разреза является значительное содержание прослоев песчано-алевролитового материала, и большая – до 300 м – мощность. В зоне развития кабык-куперского и саитовского типов полнота и мощность визейских отложений сокращаются до 90 м, на территории распространения акташского и билярского типов разрезов мощность их еще больше уменьшается и составляет около 30 м, а в составе горизонтов иногда начинают преобладать алевролитовые разности. На территории приказанского типа большая часть визейских образований отсутствует и на размытую поверхность турнейского яруса ложатся тульские или даже алексинские образования.

В отложениях башкирского яруса по полноте разреза можно наметить три типа разрезов. Первый пользуется распространением на территории бывшего Нижнекамского и Усть-Черемшанского прогибов. Для него характерна повышенная до 50 м толщина и наличие в разрезе фаунистически обоснованных прикамского, черемшанского и мелекесского горизонтов. Представлен разрез известняками органогенными, микрозернистыми, часто брекчиевидными с прослоями мергелей и глин.

Второй развит на северо-западе Татарстана и в тектоническом отношении приурочен к восточному склону Токмовского свода и Казанско-Кировскому прогибу. Отличается он незначительной толщиной 4-10 м и наличием в разрезе только одного фаунистически обоснованного черемшанского горизонта. Представлен разрез органогенно-обломочными и мелкозернистыми известняками. В ряде скважин в подошве горизонта встречаются брекчии, гальки и конгломераты. Известняки имеют светло-серую, розовато-серую, буровато-красную окраску с налетом железистых красно-фиолетовых глин.

Третий тип распространен на всей остальной территории Татарстана. Для него типична средняя толщина около 30 м, представлен разрез двумя фаунистически обоснованными прикамским и черемшанским горизонтами. Литологический состав их такой же, что и в первом типе разреза, но в основании довольно часто залегает 2-3-метровый прослой зеленых и слюдистых глин.

Верейский горизонт по литологическим особенностям делится на две части: нижнюю – преимущественно карбонатную и верхнюю – карбонатно-терригенную. Территориально разрезы верейского горизонта изменяются: в западной части Татарстана разрез становится более глинистым, в восточном и юго-восточном направлении в разрезе больше появляется карбонатных пород, представленных известняками и тонкими прослоями доломитов.

Вышеназванные типы разрезов отражают современные строение и условия залегания продуктивных толщ и не отражают условия их накопления и дальнейшего развития. Для более глубокого понимания процессов разработки, особенно в наиболее сложной поздней стадии, недостаточно знать только современное строение продуктивных пластов, а необходимо изучение соотношений пород разного генезиса. Это приводит к необходимости изучения фаций. В нашем случае для понимания процессов разработки из многочисленных определений следует остановиться на следующем определении: «фация – это совокупность генетических признаков породы и восстановленная по этим признакам физико-географическая обстановка ее накопления» [10, 11]. Типовые фации, отражающие сходные, но не идентичные условия осадконакопления, в работе [6] объединяются в комплексы. В той же работе приведены генетические классификации основных региональных нефтеносных горизонтов девона и карбона Татарстана и сводная классификация.

В разных частях разреза и в одних и тех же горизонтах палеозоя преобладающими являются различные фации. Так, в нижней части пашийского горизонта на сводовой части ЮТС преобладают аллювиальные отложения, выше, в средней части фации лагун, заливов и пляжа, а в верхней части горизонта фации прибрежно-морского мелководья на юге и юго-востоке

по направлению на север и северо-запад сменяются фациями пляжа и далее фациями аллювиального генезиса. Все это характеризует сложность обстановки первичного осадконакопления и дальнейшего преобразования накопленного материала. Поэтому все вопросы, связанные с фациями, требуют дальнейших, более детальных исследований [13]. Необходимость этого диктуется не только и не столько вопросами поисков залежей, но, в первую очередь, более полным пониманием процессов разработки с целью повышения их эффективности и увеличения нефтеизвлечения.

4.3. Геохимическая характеристика разреза

Нефтеносные и битумоносные комплексы разреза Татарстана отличаются друг от друга не только особенностями распределения в них скоплений нефти и битумов, но и условиями осадконакопления, содержанием органического вещества. Содержание органического углерода в терригенных отложениях девона Татарстана и Урало-Поволжья колеблется от 0,07 до 9,19% (табл. 4.6, 4.7), битуминозных веществ от 0,018 до 0,508%, а битуминозных компонентов в органическом веществе – от нуля до 10%. Повышенное содержание органического углерода наблюдается в сланцах, аргиллитах, мергелях и алевролитах.

Максимальным содержанием $C_{орг}$ характеризуются сводовая часть, склоны Южно-Татарского свода и восточный борт Мелекесской впадины. В какой-то мере повышенное содержание $C_{орг}$ наблюдается в аргиллитах на западном склоне Северо-Татарского свода (0,95%). Однако здесь содержание битуминозных веществ в породах (0,012%) и битуминозных компонентов в органическом веществе (3,0%) низкое.

Содержание $C_{орг}$, битуминозных веществ в породах и битуминозных компонентов в органическом веществе больше в породах живетского яруса, чем в отложениях пашийского и тиманского горизонтов (см. табл.4.6, 4.7). В карбонатной толще верхнего девона содержание органического углерода в породах колеблется от 0,2 до 19,05%, битуминозных веществ в породах – от 0,005 до 3,03%, битуминозных компонентов в органическом веществе – от 1,5 до 10%. Максимальное содержание их наблюдается в основном в глинистых сланцах, известковистых глинах, известковистых мергелях, сланцах, мергелях и известняках саргаевского, доманикового и мендымского горизонтов сводовой части северного склона Южно- и юго-восточного склона Северо-Татарского сводов и западного борта Мелекесской впадины. Обширные данные по содержанию органического углерода и битумов в породах доманикового горизонта приведены Л. А. Гуляевой и др. (1961 г.). По этим данным содержание $C_{орг}$ в породах доманикового горизонта Волго-Уральской области для различных литологических разностей колеблется от 0,44 до 8,57%, для районов Татарстана – от 0,59 до 5,93%. В целом эти цифры близки к данным для Волго-Уральской области. Л. А. Гуляева дает детальную характеристику разрезов доманикового горизонта Казакларской площади (западная часть Татарстана), где содержание органического углерода значительно понижено и составляет: в мергелях глинистых 1,29%, мергелях известковистых 3,9%, известняках глинистых 0,55%, известняках 0,43%. Содержание битумов в органическом веществе пород доманикового горизонта нередко составляет более 20–30% (по Гуляевой Л. А., 1961 г.). Наши данные также показывают высокое содержание битуминозных компонентов в органическом веществе доманикового горизонта (β>10%) и лишь на северо-западе Татарстана (район Янга-Аула) степень битуминозности органического вещества несколько снижается (β=3÷10%).

В своей работе З.Л. Маймин (1955) приводит данные по содержанию (в %) $C_{орг}$ и битумов в различных типах пород карбонатного девона (табл. 4.6). В турнейском ярусе содержание органического углерода в Татарстане изменяется от 0,37 до 5,8%, битуминозного вещества – от 0,058 до 0,381%, битуминозных компонентов в органическом веществе – от 1,5 до 10%. Причем содержание их больше в аргиллитах и мергелях юго-восточного склона Северо-Татарского свода и западного борта Мелекесской впадины.

Породы доманикового облика из фаменских и турнейских отложений Усть-Икской и Алькеевской площадей характеризуются высоким содержанием органического вещества (до 3–5%) и высокой степенью его битуминизации (β = 3÷10%). Несколько меньше содержится органического вещества в образованиях заволжского горизонта на Первомайской площади и в верхнефранских отложениях Мензелино-Актанышской площади, но степень битуминизации его очень высока (β выше 10%). Содержание органического углерода в услонской свите на Приказанской площади относительно невелико (0,6%), но содержание битума несколько повышено (0,03%), а отсюда и повышена битуминизация органического вещества (β=3÷10%).

Терригенные отложения нижнего карбона максимальное развитие имеют в пределах Камско-Кинельской системы прогибов. З.Л. Маймин (1958 г.) приводит следующие осредненные данные по содержанию $C_{орг}$ и битумов в различных породах нижнего карбона Волго-Уральской области (в %): в глинах и аргиллитах $C_{орг}$ – 3,07, битума – 0,038; в глинах и аргиллитах карбонатных $C_{орг}$ – 1,386, битума – 0,020; в мергелях $C_{орг}$ – 1,174, битума – 0,028; в известняках $C_{орг}$ – 0,221, битума – 0,017; в доломитах $C_{орг}$ – 0,762, битума – 0,014. По отдельным районам Татарстана даются следующие данные для этих же отложений (в % к породе): Южно- (Поповская, Акташская площади) Татарский свод $C_{орг}$ – 1,844, битума – 0,017; Актаныш-Чишминский (Сарайлинская площадь) и Нижнекамский (Елабужская площадь) прогибы Камско-Кинельской системы, $C_{орг}$ –1,997–2,339, битума – 0,021–0,029; районы севера и запада Татарстана (склоны Токмовского свода и Северо-Татарского свода – Казакларская площадь), $C_{орг}$ – 1,498, битума – 0,027; Сюкеево, $C_{орг}$ – 4,041, битума – 0,013. Таким образом, видно, что нижнекаменноугольные образования значительно обогащены органическим веществом, но содержание битумов в них относительно невелико, а поэтому и концентрация их в органическом веществе незначительная (β = 1,5%).

Имеющиеся данные кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета хорошо согласуются с этими результатами исследований (табл. 4.6). Так, по Южно-Татарскому своду содержание органического углерода достигает в аргиллитах 2–3%, в алевролитах 1,4–2%, в алевролитах углистых более 8%, в глинистых углях более 49%, но концентрация битумов в них незначительна (β=1,5, реже 1,5–3%), и лишь в отдельных пластах-коллекторах, которые, по-видимому, несут следы миграции углеводородов, концентрация битумов в органическом веществе повышается до 10% и более (Ново-Елховская площадь). То же самое наблюдается и в зоне Камско-Кинельской системы прогибов (Усть Черемшанский, Нижнекамский, Актаныш-Чишминский). При высоком содержании органического углерода, достигающем в аргиллитах 4–6,5%, в алевролитах – 1,0 –1,5%, изредка поднимающемся до 5,27%, содержание битумов в органическом веществе составляет менее 1,5%, реже поднимаясь до 1,5–3%, и лишь в породах-коллекторах (песчаниках, алевролитах и частью в известняках и доломитах) степень битуминизации возрастает до 3–10% и более.

Таблица 4.6

Содержание органических веществ в породах

Литология	Содержание $C_{орг}$, %, по данным					Содержание битуминозных компонентов на породу, %, по данным З.Л.Маймин, 1955 г.	Содержание битума в породах, %, по данным К.Ф.Родионовой	Содержание битума в органическом веществе, %, по данным Л. А. Гуляевой, 1963 г.
	К. Ф. Родионовой, 1967 г.	Н. М. Страхова, К.Ф. Родионовой, Э. С. Залманзон, 1955 г.	З. Л. Маймин, 1955 г.	Л. А. Гуляевой и др., 1955 г. бурегский (доманиковый) горизонт				
	Живетский ярус Ромашкинского месторождения	Пашийский горизонт Ромашкинского месторождения	Терригенная толща девона Урало-Поволжья	Урало-Волжская область	Татарстан			Семилукский (доманиковый) горизонт Татарстан
Аргиллиты	1,17	0,63	0,46			0,018	0,048	
Алевролиты	0,81	0,40	0,23			0,021	0,029	
Песчаники	0,23		0,07			0,023	0,018	
Доломиты	0,52							
Осидериченные алевролиты	0,83							
Осидериченные аргиллиты	0/72							
Мергели		1,95	0,92			0,028		
Алевролиты глинистые			0,45					
Глины известковистые и не известковистые			0,54			0,029		
Известняки			0,28	0,44	0,59			
Доломиты			0,83			0,015		
Сланцы			9,19			0,072	0,032	
Глины				4,5	5,76	0,508		24,6
Глины известковые				8,57	7,27			10,3
Мергели глинистые				8,44	5,93			15,2
Мергели известковистые				5,32	5,75			31,6
Известняки глинистые				1,7	2,12			33,9

Таблица 4.7

Содержание $C_{орг}$ и битуминозных веществ в породах, %
(по данным кафедры геологии нефти и газа КГУ)

Тектонические элементы, площади, месторождения	Литологическая характеристика	Содержание $C_{орг}$ в породах, %	Содержание битуминозных веществ в породах, %	Содержание битуминозных компонентов в органическом веществе, %	Количество анализов
		Живетский ярус			
Сводовая часть Южно-Татарского свода (Ромашкинское месторождение)	Аргиллит	0,46-0,95	0,033—0,117	3—10	8
	Алевролит	0,57—0,68	0,008—0,990	0—10	9
	Мергель	0,88	0,161	>10	1
	Известняк	0,52	0,144	>10	1
	Доломит	0,43	0,113	>10	1
	Песчаник	0,29-0,40	0,001—0,020	1,5-10	2
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	0,73—0,98	0,013 - 0,026	0-3	6
	Алевролит	0,45—0,82	0,028 - 0,110	3—10	10
Восточный борт Мелекесской впадины	Аргиллит	0,55—0,82	0,036—0,110	3-10	2
Западный склон Северо-Татарского свода и восточный борт Казанско-Кировского авлакогена	Аргиллит	0,56	0,012	1,5—3	6
	Алевролит	0,43	0,025	3—10	2
	Известняк	0,82	0,010	0—1,5	1
		Пашийский горизонт			
Сводовая часть Южно-Татарского свода (Ромашкинское месторождение)	Аргиллит	0,45-0,7	0,005—0,101	0-10	20
	Алевролит	0,22—0,51	0,006—0,075	0—10	20
	Известняк	0,41—1,88	0,068-0,550	10	3
	Песчаник	0,16	0,009	3—10	5
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	0,41-0,58	0,015-0,017	1,5—10	6
	Алевролит	0,28—0,37	0,022-0,023	3—10	16
Мелекесская впадина	Песчаник	0,03	0,015	10	1
Западный склон Северо - Татарского свода и восточный борт Казанско-Кировского авлакогена	Аргиллит	0,95	0,015	0 - 1,5	2
	Алевролит	0,41	0,014	1,5—3	5
	Песчаник	0,07	0,023	10	3
		Тиманский (кыновский) горизонт			
Сводовая часть Южно-Татарского свода	Аргиллит	0,18-0,42	0,032—0,061	10	10
	Мергель	0,35	0,057	10	2
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	0,36—1,44	0,013—0,020	0-3	6
	Алевролит	0,32	0,026	3—10	3
	Доломит	0,23	0,030	3-10	1
Мелекесская впадина	Аргиллит	0,64	0,040	3—10	1
	Алевролит	0,37	0,017	3—10	1
Западный склон Северо-Татарского свода и восточный борт Казанско-Кировского авлакогена	Аргиллит	0,46	0,008	0—1,5	2
		Саргаевский горизонт			
Сводовая часть Южно-Татарского свода	Мергель	2,48	0,180	3—10	1
	Известняк	1,04	0,300	10	3
	Глинистый известняк	14,7	1,990	10	3
Западный склон Северо-Татарского свода и восточный борт Казанско-Кировского авлакогена	Аргиллит	0,13—0,3	0,005	0—1,5	1
	Известняк	0,12	0,004	1,5-3	2

Продолжение таблицы 4.7а

Тектонические элементы, площади, месторождения	Литологическая характеристика	Содержание $C_{орг}$ в породах, %	Содержание битуминозных веществ в породах, %	Содержание битуминозных компонентов в органическом веществе, %	Количество анализов
Семилукский (доманиковый) горизонт					
Сводовая часть Южно-Татарского свода	Сланец	3,23	1,890	10	2
	Известково-глинистый мергель	2,25	0,710	10	1
Сводовая часть Северо-Татарского свода	Известняк	13,71	2,100	10	1
Западный склон Северо-Татарского свода и восточный борт Казанско-Кировского авлакогена	Известняк	0,32	0,035	3—10	2
	Сланец	18,42	0,950	3—10	2
	Мергель	2,24	0,035	0—1,5	2
Мелекесская впадина	Сланец	19,05	3,031	10	2
Речицкий (мендымский) горизонт					
Сводовая часть Южно-Татарского свода	Известняк	0,79	0,080	3—10	2
Северный склон Южно-Татарского свода	Известняк	1,88	0,660	10	1
Западный склон Северо-Татарского свода и восточный борт Казанско-Кировского авлакогена	Мергель	0,74	0,006	0—1,5	1
	Аргиллит	1,45	0,020	0—1,5	2
	Известняк	1,32	0,020	0—1,5	1
Верхнефранский подъярус (воронежский, евлановско-ливенский горизонты)					
Северный склон Южно-Татарского свода	Известняк	1,27	0,550	10	1
Северо-восточный склон Южно-Татарского свода	Известняк	1,86	0,510	10	1
Казанско-Кировский авлакоген	Аргиллит	0,60	0,030	3—10	1
Фаменский ярус					
Юго-восточный склон Северо-Татарского свода	Известняк	3,97	0,290	3—10	1
Турнейский ярус					
Северо-восточный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	2.17	0,054	1,5—3	6
Юго-восточный склон Северо-Татарского свода	Мергель	1.14	0,070	3—10	1
	Известняк	0,37—0,86	0,051—0,058	3—10	3
	Аргиллит	4,12—5,80	0,128—0,381	3—10	5
Сводовая часть Северо-Татарского свода	Мергель (заволжский горизонт)	1,70	0,270	10	1
Мелекесская впадина	Известняк (кизеловский горизонт)	0,96	0,169	10	1
	Аргиллит	3,17	0,198	3—10	1

СВОДНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ
Волго-Уральского нефтегазоносного региона

продолжение

Продолжение таблицы 4.7б

Тектонические элементы, площади, месторождения	Литологическая характеристика	Содержание $C_{орг.}$ в породах, %	Содержание битуминозных веществ в породах, %	Содержание битуминозных компонентов в органическом веществе, %	Количество анализов
		Елховский горизонт			
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	1,69	0,016	0—1,5	1
Северо-восточный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	1,51	0,0044	1,5—3	4
	Алевролит	1,32	0,026	1,5	3
Юго-восточный склон Северо-Татарского свода (Нижнекамский прогиб)	Аргиллит	0,82—2,1	0,012—0,064	0-3	17
	Алевролит	1,01-1,87	0,027—0,051	0-3	2
	Известняк	0,23	0,047	10	1
	Доломит	0,38	0,052	10	1
	Мергель	0,59—0,69	0,031—0,037	3—10	4
Мелекесская впадина	Аргиллит	2,10	0,116	3—10	2
		Радаевский горизонт			
Северо-восточный склон Южно-Татарского свода (Актаныш-Чишминский прогиб)	Аргиллит	3,58	0,089	1,5—3	5
Юго-восточный склон Северо-Татарского свода (Нижнекамский прогиб)	Алевролит	5,27	0,100	0—1,5	4
		Бобриковский горизонт			
Юго-восточный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	2,20	0,031	0—1,5	1
	Алевролит	2,08	0,06	1,5—3	1
	Известняк	0,49	0,029	3—10	2
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	2,02	0,03	0—1,5	1
	Алевролит углистый	8,58	0,234	1,5—3	1
Северо-восточный склон Южно-Татарского свода	Уголь глинистый	49,91	1.38	1,5—3,0	1
	Сланец углистый	5,62—6,54	0,072-0,113	0—1,5	2
	Аргиллит	3,09—4,08	0,039—0,113		
	Алевролит	1,22	0,038	1,5—3	1
	Известняк	0,31	0,008	1,5—3	1
		Тульский горизонт			
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	3,04	0,053	0—1,5	4
	Алевролит	1,36	0,021	0—1,5	1
	Известняк	0,85	0,054	3—10	2
Казанско-Кировский авлакоген	Аргиллит	2,17	0,038	0—1,5	2
	Алевролит	0,13	0,006	3—1,0	1
Мелекесская впадина	Аргиллит	1,32	0,086	3—10	1
		Яснополянский надгоризонт (бобриковский и тульский горизонты)			
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	3,68	0,025	0—1,5	2
	Алевролит	0,87	0,033	1,5—3	1
	Известняк	0,38	0,013	1,5-3	1

Продолжение таблицы 4.7в

Тектонические элементы, площади, месторождения	Литологическая характеристика	Содержание $C_{орг}$ в породах, %	Содержание битуминозных веществ в породах, %	Содержание битуминозных компонентов в органическом веществе, %	Количество анализов
		Алексинский горизонт			
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	3,68	0,025	0—1,5	2
	Алевролит	0,87	0,033	1,5-3	1
	Известняк	0,38	0,013	1,5—3	1
		Окский надгоризонт			
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	1,87	0,024	0—1,5	1
	Мергель	4,81	0,023	0—1,5	1
		Башкирский ярус			
Западный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	0,40	0,008	0—1,5	1
		Верейский горизонт			
Северо-восточный склон Южно-Татарского свода	Аргиллит	0,33	0,002	0—1,5	4
	Известняк	0,25	0,006	1,5—3	2
Юго-восточный склон Северо-Татарского свода	Аргиллит	0,43-0,52	0,010—0,025	0—10	3
	Алевролит	0,64	0,012	0—1,5	1
	Мергель	0,05	0,0105	10	1
	Известняк	0,05—0,07	0,007—0,020	1,5—10	4
Мелекесская впадина	Аргиллит	0,82	0,020 0,049	3—10	1
		Каширский горизонт			
Казанско-Кировский авлакоген	Глина	0,18	0,004	0—1,5	7
	Доломит	0,14	0,006	3—10	2
		Уфимский ярус			
Дубровская площадь	Глина	0,07	0,023	10	1
		Казанский ярус			
Дубровская площадь	Глина	1,05	0,044	1,5-3	1

Общее понижение содержания битумов в органическом веществе нижнекаменноугольных терригенных осадков, по сравнению с терригенной толщей девонских образований, свидетельствует о различной интенсивности процессов нефтеобразования, которые в нижнекаменноугольных образованиях протекали менее интенсивно в связи с меньшими глубинами их залегания.

По карбонатным отложениям нижнего, среднего карбона и пермским отложениям (алексинский, верейский и каширский горизонты, окский надгоризонт, казанский и уфимский ярусы) данных очень мало.

По среднекаменноугольным отложениям некоторые данные приводятся в работе З. Л. Маймин (1958 г.). По ним для районов Волго-Уральской нефтеносной провинции в целом содержание $C_{орг}$ и битумов составляет (в % к породе): в глинах и аргиллитах соответственно – 0,327 и 0,009; в глинах и аргиллитах карбонатных – 0,438 и 0,007; в мергелях – 0,369 и 0,027; в известняках – 0,062 и 0,006; в доломитах – 0,072 и 0,011.

Для среднекаменноугольных отложений районов Татарстана З.Л. Маймин приводит следующие данные (в % к породе): на Южно-Татарском своде (Акташская, Поповская площади) органического углерода – 0,401, битума – 0,009; в зоне Камско-Кинельской системы прогибов (Сармановская площадь) органического углерода – 0,217–0,282, битума – 0,002–0,022; на склонах Токмовского и Северо-Татарском своде (Казакларская площадь) органического углерода – 0,556, битума – 0,008. Содержание органического вещества в рассматриваемых породах относительно невелико и содержание битума в большинстве случаев крайне низкое.

Содержание органического вещества и битумов в окско-серпуховских и башкирско-верейских отложениях очень невелико, а концентрация битумов в органическом веществе незначительна (1,5%, редко 1,5–3%). Лишь в самых низах окского надгоризонта (алексинский горизонт) встречаются еще отдельные прослои аргиллитов и мергелей, содержащих повышенные количества $C_{орг}$ (до 4,81%), но концентрация битумов в органическом веществе здесь незначительна (1,5%). Максимальное содержание органического углерода зафиксировано в отложениях алексинского и верейского горизонтов, минимальное – в башкирском,

Продолжение

Эонотема	Система	Отдел	Серия	Свита	Примечания	Мощность	Литология ю-в ЮТС	Литология св ЮТС	Геофизическая характеристика разреза	Битумонефтегазопроявления	Краткое описание пород
Верх. Протерозой PR_2	Вендская V	Верхний V_2	Шкаповская	Карлинская	Для юго-вост. Татарстана (Скв №8 - 181 - /пус-Тавлинская, Скв №8 - 20007 - Сурмановская)	10-89					Отложения представлены полимиктовыми и полевошпат-кварцевыми песчаниками и алевролитами и зеленовато-серыми, реже темно-серыми аргиллитами.
				Салихов-ская							Отложения сложены красноцветными разнозернистыми песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями аргиллитов.
			Каировская	Старопет-ровская		на юго-вост. 25-209 на сев-вост. 21-104					Представлены сероцветными неравномерно чередующимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами.
				Байкиби-шевская						♦	Полимиктовые гравелиты, мелкогалечниковые конгломераты, песчаники и алевролиты.
		Верхний R_2	Соловьевкинская	Леонти-евская		405				♦	Пестроцветные песчаники с каолинитом, маломощные прослои алевролитов и аргиллитов.
				Серафи-мовская		234				♦	Отложения представлены песчаниками с прослоем гравелитов, алевролитами и аргиллитами.
Рифейская R		Нижний R_2	Кидашская	Мало-камышская	Для юго-вост. Татарстана (Скв №8 - 181 - /пус-Тавлинская, Скв №8 - 20007 - Сурмановская)	130					Данная толща сложена доломитами с прослоями алевролитов.
				Мизги-ревская		68					Алевролиты, песчаники, прослои доломитов и мергелей.
				Трои-цкая		335					Песчаники, прослои гравелитов, алевролитов и редко аргиллитов.
			Актанышская	Бугадин-ская		58					Отложения представлены преимущественно песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов.
				Зиняев-ская	Для сев.-вост. Татарстана (Скв №№8 - 203, 20005 - Менделеево-Актанышская)	654					Песчаники с прослоями алевролитов, аргиллитов и алевролитов.
				Курма-шевская		512					Песчаники разнозернистые, гравелиты, прослои и пачки аргиллитов и алевролитов.
				Кузакин-ская		480					Песчаники, иногда кварцитовидные с прослоями аргиллитов и алевролитов.
Архейско-нижнепротерозойский кристаллический комплекс											Глубоко метаморфизованные образования, представленные амфиболито-гнейсовым комплексом: биотит-плагиоклазовые, гранито-силлиманито-кордиеритовые, роговообманковые, пироксеновые и другие гнейсы, амфиболиты и кристаллические сланцы.

Условные обозначения:

Известняки; Известняки глинистые; Песок; Гипсы; Доломиты; Аргиллиты; Габбро-диабазы; Известняки сгиоли-тизированные; Доломиты; Мергели; Карбонаты сульфа-тизированные; Породы кристал-лического фундамента; Песчаники; Кварциты; Алевролиты; Аргиллиты и глины; Фациальное замещение; Несогласное залегание; Сульфаты; Глинистые сланцы; Гравелиты, конгломераты; Залежи нефти; Притоки и проявления нефти; Газопроявления; Скопления битума в его проявлении

Использованы материалы: Комитета МСК, ТатНИПИнефть, МНПО «ГТ», Р.Х. Муслимова, В.С. Губерман, В.В. Бадамина.

Рис 4.1. Сводный геолого-физический разрез Волго-Уральского нефтегазоносного региона

Рис. 4.2. Карта нефтегазоносности Республики Татарстан. Красным показаны параметрические скважины, пробуренные на кристаллический фундамент.

1 – границы тектонических структур первого порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанская седловина, V–Токмовский свод, VI – Бирская седловина, VII–Сарайлинская седловина; границы Камско-Кинельской системы прогибов: *2* – осевой, *3* – внутренний прибортовой; земли: *4* – опоискованные, высокоперспективные, *5* – недостаточно опоискованные, высокоперспективные, *6* – слабоизученные; *7* – месторождения нефти.

уфимском и казанском ярусах и каширском горизонте. Аналогичная картина наблюдается по содержанию битума в органическом веществе.

На СТС глинистые породы пермских отложений характеризуются низким содержанием хлороформенного битума А (0,015–0,083% на породу). В образце глины из нижнеказанского подъяруса содержится повышенное количество спирто-бензольного битумоида (0,171% на породу) и нерастворимого органического вещества (1,17% на породу). Ничтожное содержание и спирто-бензольного экстракта, и нерастворимого органического вещества в глине уфимского яруса свидетельствует, возможно, о каких-то крайне неблагоприятных условиях накопления органического материала в зоне выклинивания уфимских образований. Высокая величина отношения кислой части к нейтральной битума (к/н) свидетельствует, что в рассматриваемых пермских глинистых породах содержится сингенетичный битум. Элементарный состав его показывает, что органическое вещество находится, очевидно, на начальных стадиях метаморфизма (сумма азота и кислорода более 18%).

Близкие характеристики имеет и органическое вещество из аргиллита услонской свиты. В нем лишь несколько понижено суммарное содержание азота и кислорода (до 15,7%).

Анализы органического вещества и битумов из пород доманикового горизонта несколько отличны от вышерассмотренных: в породах резко повышено общее содержание органического вещества (битуминозных компонентов и нерастворимой фракции), в битумах резко увеличивается содержание нейтральных компонентов, они преобладают над кислыми (к/н 0,23), а элементный состав отражает более восстановленный характер битумоидов (сумма азота с кислородом – от 4,5 до 13,1%). Но, с другой стороны, битумоиды оказываются значительно более осерненными (серы от 3,9 до 7,5%). Групповой состав органического вещества свидетельствует о том, что в доманиковых отложениях битумоиды в основном сингенетичные. Характерным для битумоидов доманикового горизонта является также несколько повышенное отношение углерода к водороду в их элементном составе (8% и более).

Породы в Казанско-Кировском авлакогене характеризуются низким содержанием битуминозных компонентов, среди которых преобладает кислая часть (к/н 2,03). Групповой состав органического вещества указывает на сингенетичный характер битумоидов. Для их элементного состава характерно общее высокое содержание гетероэлементов (17,5%) при сравнительно низкой роли серы (серы 0,7%).

По западной бортовой части Мелекесской впадины имеются данные по аргиллитам и песчаникам пашийского и старооскольского горизонтов. Сопоставляя их, можно отметить, что общее содержание органического вещества и битумоидов в песчаниках понижено, но относительное содержание битумоидов в органическом веществе повышено по сравнению с аргиллитом (соответственно 45,3 и 9,5%). При этом в битумоиде песчаника преобладает его нейтральная часть (к/н 0,6). Элементный состав хлороформенного битумоида также показывает более восстановленный характер битумоида в песчаниках. Групповой состав органического вещества и отношение к/н свидетельствуют, что битум в песчаниках вторичный. В песчаных породах-коллекторах на западе Татарстана имеет место концентрация вторичных битумоидов и, возможно, есть следы вторичной миграции нефти.

На восточном борту Мелекесской впадины изучены глинистые породы верейского горизонта среднего карбона и старооскольского горизонта среднего девона. Все они характеризуются сингенетичным характером органического вещества, в котором доля битума составляет 10–15% при резком преобладании нерастворимой части органического вещества (84–87,5%). Однако общее содержание битумоидов (в % на породу) в терригенном девоне более высокое (0,172–0,387), чем в среднем карбоне (0,12). Элементный состав битумоида среднего карбона указывает на его невысокую степень восстановленности (азота +кислорода 16,3%) и на довольно значительное осернение (серы 1,95%).

По внутренним бортам Камско-Кинельской системы прогибов в пределах Татарстана проанализировано органическое вещество тульских и радаевских отложений нижнего карбона и верхнефранского (мендымского, воронежско-евлановско-ливенского горизонтов) подъяруса верхнего девона. В аргиллитах тульского горизонта органическое вещество характеризуется довольно высоким содержанием битуминозных компонентов (0,21% на породу), но нерастворимая часть органического вещества резко преобладает (87,7% в групповом составе). В битумоиде преобладает его кислая часть (к/н 1,79), а элементный состав хлороформенного битумоида дает очень высокое содержание гетероэлементов (сумма 25,4% при относительно низком содержании серы – 2,6%). Очевидно, это сингенетичный битумоид. Очень высокое содержание гетероэлементов в нем свидетельствует либо о его остаточном характере (основная часть восстановленных компонентов уже отдана в процессе первичной миграции углеводородов), либо о некоторых особенностях состава и условий захоронения исходного органического вещества, не претерпевшего еще достаточно глубокого метаморфизма. Органическое вещество радаевского горизонта характеризуется общим невысоким содержанием битумоидов (0,025% на породу) и очень низким содержанием нерастворимого органического вещества (0,015% на породу). Групповой состав органического вещества и экстракционная характеристика битумоида (к/н 0,54), по-видимому, говорят о присутствии в породе следов концентрации вторичных битуминозных компонентов. Очень близки между собой данные анализов органического вещества и битумоидов верхнефранских и мендымских отложений. Для них характерно преобладание в групповом составе нерастворимой части органического вещества над битуминозными компонентами, причем в последних превалирует нейтральная часть (к/н 0,18–0,19). Вероятно, здесь битумоид сингенетичен, сформировался в четко выраженных восстановительных условиях. Это подтверждает и элементный состав хлороформенного битумоида, в котором сумма гетероэлементов составляет 11–13%. При этом содержание азота и кислорода понижено (лишь 4–6%), но резко повышено содержание серы (до 6,9–7,1%). Отношение С/Н довольно высокое (8,5–8,9). В целом органическое вещество и битумы верхнефранских отложений близки к доманиковым.

В осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов песчаники бобриковского горизонта характеризуются низким содержанием органического вещества и битуминозных компонентов. Здесь в групповом составе органического вещества повышенное значение имеют гуминовые компоненты. Возможно небольшое присутствие вторичного битума. В турнейском ярусе (Алькеевская площадь) содержание битумоидов в породах колеблется от 0,250 до 0,444% и наблюдается резкое преобладание в групповом составе органического вещества его нерастворимой части. Органическое вещество и битумоид пород верхнефранского подъяруса осевой зоны Камско-Кинельской системы прогибов близки к таковым из франских отложений во внутренней бортовой зоне; в битумоиде из осевой зоны несколько повышена роль кислых компонентов (к/н 0,35).

По внешнему борту Камско-Кинельской системы прогибов в пределах Татарстана имеются данные по заволжским и фаменским отложениям. В целом характеристика их близка: содержание битумоидов в породе составляет 0,41–0,44%, в битумоидах несколько преобладают нейтральные компоненты (к/н 0,69–0,73), а в групповом составе органического вещества резко преобладает его нерастворимая часть (от 81 до 92,3%), но элементный состав хлороформенного битумоида показывает на некоторые различия. Наиболее восстановленным является битумоид мергеля заволжского горизонта (содержание гетероэлементов 13,8%, при преобладании в них серы – 7,5%), максимум гетероэлементов отмечается в битумоиде из аргиллита заволжского горизонта (сумма 20,9%, при этом серы лишь 1,5%). Битумоид известняка фаменского яруса близок к доманиковым, но содержит несколько повышенное количество гетероэлементов (сумма 18,7% при содержании серы 4,4%).

Исследуя образцы пород терригенных отложений девона и доманикового горизонта Волго-Уральской нефтеносной провинции, Н. М. Страхов, К. Ф. Родионова и Э. С. Залманзон (1955) показали, что битумоиды в доманиковых отложениях, являясь сингенетичными, по ряду причин (ограниченное развитие пород-коллекторов, раннее уплотнение и окремнение) в значительной мере сохранились в материнских породах, не могли из них мигрировать, тогда как в породах терригенного девона остались лишь незначительные остатки от былого присутствия битумоидов. Эти сопоставления убеждают нас в том, что нефтематеринские образования терригенного девона и других терригенных отложений могли продуцировать большее количество углеводородов по сравнению с тем, сколько их содержится в рассеянном состоянии в породах в настоящее время.

О. А. Радченко (1968) также указывает, что «...нефтематеринские породы после отдачи нефти должны претерпевать резкое обеднение органическим веществом».

Исходя из этого, по подсчетам В. И. Троепольского и Н. П. Лебедева (1977), глинисто-алевритовые породы терри-

Таблица 4.8

Параметры пластовой нефти

Показатели	Средние значения по продуктивным отложениям								
	пашийский	тиманский (кыновский)	данково-лебедянский	заволжский	турнейский	бобриковский	серпуховский	башкирский	верейский
Давление насыщения, МПа	9,0	8,7	3,1	1,4	4,1	4,1	1,04	1,02	0,82
Газосодержание, $м^3/т$	63,4	59,9	12,38	14,6	15,53	13,4	3,8	3,2	4,1
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, $м^3/т$:									
P_1=0,5 МПа, T_1=9°С	39,6	37,0	7,0	6,9	5,9	5,7	1,0	1,1	1,3
P_2=0,1 Мпа, T_2=9°С	10,5	9,7	2,86	1,66	3,43	3,0	0,7	0,8	1,0
Суммарный газовый фактор, $м^3/т$	50,1	46,7	9,86	4,12	5,9	8,7	1,7	1,9	2,3
Плотность, $кг/м^3$	803,0	813,2	896,0	888,0	879,0	876,0	878,0	879,0	876,0
Вязкость, мПас	4,5	4,3	7,1	5,1	32,59	29,5	51,0	45,0	41,6
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1,1549	1,1600	1,036	1,031	1,0318	1,0392	1,035	1,035	1,039
Плотность дегазированной нефти при диф-разгазировании, $кг/м^3$	856,7	858,5	900,0	902,0	904,0	908,0	907,0	903,0	905,0

Рис.4.3. Карта перспектив битумоносности Республики Татарстан

Рис. 4.4. Схема сопоставления типовых разрезов нижнего карбона Республики Татарстан

Таблица 4.9

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Показатели	Средние значения по продуктивным горизонтам								
	пашийский	тиманский (кыновский)	данково-лебедянский	заволжский	турнейский	бобриковский	серпуховский	башкирский	верейский
Вязкость, мПа·с:									
при 20°С	19,3	23,5	86,1	85,23	87,7	97,4	122,1	131,3	128,5
при 50°С	7,4	8,4	22,6	22,3	26,4	26,1	32,1	33,8	34,5
Массовое содержание, %:									
смол силикагелевых	17,6	17,1	22,5	22,1	23,2	22,5	20,5	32,3	40,0
серы	1,6	1,8	3,01	2,91	3,2	3,4	3,2	4,1	3,4
асфальтенов	4,1	5,0	3,63	2,53	3,4	5,9	5,6	5,6	6,4
парафинов	4,9	5,3	3,63	3,25	3,0	3,6	3,8	3,7	4,1
Выход фракций, % весовые:									
Н.К. 100°С	5,3	5,5	3,0	2,7	4,1	5,7	3,5	4,5	5,5
до 200°С	22,1	21,9	24,7	19,8	12,9	20,3	8,4	8,1	11,3
до 300°С	42,8	42,8	46,5	33,3	29,0	38,7	9,2	9,8	25,2

генного девона отдали в песчаные породы-коллекторы в процессе первичной миграции только на территории небольшой части Волго-Уральской нефтеносной провинции (территория современного Южно-Татарского свода и его склонов, Мелекесской и Ставропольской впадин и южного склона Северо-Татарского свода) не меньше 13 млрд. т нефтяного вещества (масляной фракции). Примерно такое же количество его здесь было продуцировано нефтематеринскими породами мощной толщи малиновских отложений, развитых в Камско-Кинельской системе прогибов.

Необходимо отметить, что при этом не оценивались возможности нефтематеринских отложений доманиковых фаций живетских, верхнефранских, фаменских и нижнекаменноугольных отложений, а также тульского горизонта. Таким образом, на рассматриваемой территории потенциальные возможности нефтематеринских образований могут быть сопоставимы с известными здесь промышленными запасами нефти в девонских и каменноугольных отложениях и с остаточными продуктами разрушения нефтяных залежей в пермских.

4.4. Физико-химические свойства нефтей и закономерности их изменения

Изучение физико-химических свойств нефтей и газов проводилось с самого открытия Ромашкинского и других месторождений в лабораториях ТатНИПИнефть и НГДУ объединения «Татнефть» с применением существующих стандартных установок общепринятых методик и утвержденных ГОСТов.

Накопленная к настоящему времени обширная информация дает возможность достаточно детально описать свойства насыщающих флюидов по отложениям нефтегазоносных комплексов осадочной толщи. Основные параметры, полученные в процессе проведения детальных лабораторных анализов и характеризующие состав и свойства нефтей и растворенного газа, приведены в табл. 4.8; 4.9; 4.10; 4.11 [10,11,12].

Параметры пластовых нефтей пашийского горизонта изменяются в следующих пределах: плотность нефти от 787,0 до 818,0 кг/м^3, среднее значение – 803,0 кг/м^3; вязкость нефти от 2,7 до 6,5 мПа·с; объемный коэффициент при дифразгазировании – от 1,1020 до 1,1840, среднее – 1,1549; газовый фактор – около 50 м^3/т; давление насыщения – 9,0 МПа. По поверхностным нефтям параметры изменяются следующим образом: плотность – 856,7 кг/м^3, содержание серы колеблется от 1,3 до 1,9%, среднее – 1,6%; содержание парафина – от 4,6 до 5,2%, среднее – 4,9%; асфальтенов – от 3,4 до 5,5%, среднее – 4,1%; смол – от 14,6 до 21,4%, среднее – 17,6%.

По кыновскому горизонту плотность пластовой нефти изменяется от 796,0 до 854,0 кг/м^3, среднее значение – 813,2 кг/м^3; вязкость – от 2,5 до 6,4 мПа·с, среднее – 4,3 мПа·с; объемный коэффициент при дифразгазировании – от 1,133 до

Таблица 4.10

Молярное содержание компонентов нефтяного газа при дифразгазировании, %

Наименование компонентов	Продуктивные горизонты								
	паший-ский	кынов-ский	данко-во-ле-бедян-ский	завол-жский	турней-ский	бобри-ков-ский	серпу-хов-ский	баш-кир-ский	верей-ский
Сероводород	0,01	0,03	0,03	0,03	0,20	0,21	0,50	0,70	0,80
Углекислый газ	1,01	0,29	1,46	1,41	2,0	1,27	0,60	0,69	0,50
Азот + редкие	10,22	7,37	32,22	35,41	32,04	30,83	28,79	27,68	27,80
Метан	40,99	42,18	26,58	26,10	23,1	22,60	7,42	8,01	8,19
Этан	24,11	24,24	13,84	19,90	21,10	19,83	42,76	38,96	38,43
Пропан	16,48	17,72	14,40	13,60	15,0	19,84	11,01	12,38	12,06
Изобутан	1,75	2,04	2,26	0,70	1,83	1,47	3,70	3,67	4,07
Н-бутан	3,58	4,17	4,26	1,10	2,40	2,01	2,54	4,13	4,12
Изопентан	0,68	0,74	2,26	0,80	0,90	0,70	2,08	2,52	2,52
Н-пентан	0,62	0,77	2,23	0,75	0,51	0,45	0,15	0,52	0,77
Гексан + высшие	0,55	0,45	0,46	0,20	0,92	0,79	0,45	0,74	0,74
Плотность при стандартных условиях, кг/м^3	1,2166	1,2213	1,0434	0,9127	1,572	1,1616	1,3667	1,4262	1,5638

1,1840, среднее – 1,1600; газовый фактор – 46,7 м^3/т; давление насыщения – 8,7 МПа. Плотность поверхностной нефти 858,5 кг/м^3. Содержание серы изменяется от 1,3 до 2,3%, среднее – 1,8%; парафинов – от 2,3 до 7,9%, среднее – 5,3%; асфальтенов – от 2,7 до 6,3%, среднее –5,0%; смол – от 12,5 до 23,4%, среднее – 17,1%. Нефти живетских отложений достаточно близки по своим свойствам к описанным выше. В целом по приведенным данным нефти терригенного девона могут быть отнесены к сернистым и парафинистым.

Изучение нефтей данково-лебедянского горизонта показало, что параметры их характеризуются следующими величинами: давление насыщения составляет 3,1 МПа, газовый фактор – 9,9 м^3/т, объемный коэффициент – 1,036, плотность пластовой нефти – 896 кг/м^3, вязкость пластовой нефти – 7,1 мПа · с, поверхностной – 86,1 мПа · с. В нефтях содержится 3,0% серы, 3,6% асфальтенов и парафинов, в связи с чем они могут быть отнесены к группе сернистых и парафинистых. В попутном газе содержится азота 32,2%, пропано-бутановых фракций – 24,1%, углекислого газа – 1,5% мольных.

Параметры нефти по заволжскому горизонту изменяются в следующих пределах: давление насыщения от 1,0 до 1,7 МПа при среднем значении 1,3 МПа; средний суммарный газовый фактор равен 4,1 м^3/т; объемный коэффициент от 1,021 до 1,041 (в среднем 1,031); плотность пластовой нефти 876 – 901 кг/м^3 (в среднем 888 кг/м^3), поверхностной – от 870 до 916 кг/м^3 (в среднем 902 кг/м^3); средняя вязкость пластовой нефти 5,1 мПа · с, поверхностной – 8,5 мПа·с. Нефть залежей заволжского горизонта относится к группе сернистых и парафинистых. Содержание в нефти серы изменяется от 1,93 до 3,77% (в среднем 2,91%), асфальтенов – от 1,57 до 4,19% (в среднем – 2,53%). Содержание в попутном нефтяном газе азота в среднем равно 35,40%, метана – 26,1%, пропано-бутановых фракций – 15,4%.

Средние величины параметров нефти по отложениям турнейского яруса, полученные в результате анализов проб, отобранных по различным залежам, составляют: давление насыщения – 4,1 МПа, газовый фактор – 5,9 м^3/т, плотность пластовой нефти 879,0 кг/м^3, вязкость – 32,6 мПа · с. Нефти турнейского яруса относятся к группе высокосернистых и парафиновых нефтей. Плотность поверхностной нефти равна 904,0 кг/м^3. Массовое содержание серы в нефти изменяется от 1,2 до 4,8% (в среднем 3,2%), асфальтенов от 2,1 до 10,4% (в среднем 3,4%), парафинов – от 2,3 до 14,0% (в среднем 3,0%). При разгонке нефти получено следующее объемное содержание фракций: до 100^{0}С – 4,1%, до 200^{0}С – 12,9% и до 300^{0}С – 29,0%.

Результаты исследований нефтей бобриковского горизонта показывают, что некоторые параметры нефти по залежам изменяются в довольно широких пределах. Так, давление насыщения изменяется по залежи от 1,2 до 6,1МПа (среднее значение 4,1 МПа), газовый фактор равен 8,7 м^3/т, вязкость пластовой нефти изменяется от 10,3 до 83,0 мПа · с (среднее значение 29,5 мПа · с), плотность пластовой нефти изменяется от 841 до 940 кг/м^3 (среднее значение 876 кг/м^3), плотность дегазированной нефти при дифразгазировании равна 908 кг/м^3, вязкость поверхностной нефти при 20^{0}С равна 97,4 мПа · с, при 50^{0}С – 26,1 мПа · с. Нефти бобриковского горизонта относятся к группе высокосернистых, смолистых и парафинистых

Рис. 4.5. Средние характеристики нефтей основных продуктивных отложений на месторождениях РТ

Рис. 4.6. Зависимость вязкости нефти от плотности в пластовых условиях

Рис. 4.7. Зависимость ряда параметров от плотности нефтей различных отложений в пластовых условиях

Рис. 4.8. Компонентный состав пластовой нефти по горизонтам

нефтей. Массовое содержание серы изменяется от 1,3 до 5,0%, среднее 3,4%, асфальтенов – от 2,9 до 12,3%, среднее 5,9%, парафинов – от 1,3 до 7,1%, среднее 3,6%, смол – от 16,0 до 30,4%, среднее 22,5%. При разгонке нефти получено следующее объемное содержание фракций: до 100 ^{0}С – 5,7%, до 200 ^{0}С – 20,3 и до 300 ^{0}С – 38,7%. Компонентный состав газа приведен по данным дифразгазирования.

По нефтям, отобранным из отложений серпуховского яруса, давление насыщения составляет в среднем 1,0 МПа, пластовый газовый фактор – 3,8 м^3/т, вязкость нефти в пластовых условиях – 51 мПа · с, а в поверхностных условиях – 122,1 мПа · с, плотность пластовой нефти – 878 кг/м^3, поверхностной – 907 кг/м^3. Массовое содержание серы составляет 3,2%, парафина–3,8%.

Для нефтей башкирского яруса среднее значение давления насыщения равно 1,0 МПа, пластового газового фактора – 3,2 м^3/т, вязкости пластовой нефти – 45 мПа . с, плотности нефти в пластовых условиях – 879 кг/м^3, в поверхностных условиях – 903 кг/м^3. Массовое содержание серы 4,1%, смол и асфальтенов – 35,9%, парафина – 3,7%.

Для нефтей верейского горизонта давление насыщения составляет в среднем 0,8 МПа, пластовый газовый фактор – 4,1 м^3/т, вязкость нефти в пластовых условиях 41,6 мПа · с, а в поверхностных условиях – 128,5 мПа · с, плотность пластовой нефти– 876 кг/м^3, поверхностной – 905 кг/м^3. Массовое содержание серы составляет 3,4%, смол и асфальтенов – 46,4%, парафина – 4,1%. Из приведенных данных видно, что нефти серпуховских и верей-башкирских отложений относятся к тяжелым, высокосернистым и высоковязким.

Нефти пермских отложений тяжелые (плотность 950 – 960 кг/м^3), высокосернистые (2,4 – 5,0%), смолистые (80,0%), асфальтеновые, отмечено также наличие жидких, высоковязких нефтей, полусухих и сухих битумов плотностью 1080– 1110 кг/м^3 и содержанием асфальтенов 61,1 – 87,3%.

Важное значение имело изучение компонентного состава газа непосредственно на объектах сбора месторождения с использованием хроматографа. Приведенные в табл.4.11 средние данные I ступени сепарации по девону и карбону характеризуют количественный состав легких компонентов (N_2, CO_2, C_1), полученный методом абсолютной градуировки. Остальные компоненты газа получены методом нормализации. Кроме того, следует отметить, что в процессе исследований изучалось содержание редких газов, в частности, гелия. Среднее содержание гелия в нефтяном газе I ступени сепарации для отложений девона и карбона Ромашкинского месторождения:

Отложения	Молекулярное содержание гелия, %
Д	0,0589
С	0,0272

Многолетние исследования химического состава и свойств нефтей указывают на наличие определенных тенденций в их изменении по стратиграфическим комплексам осадочной толщи. Так, снизу вверх по разрезу прослеживается утяжеление нефтей и изменение их свойств. По плотности нефти подразделяются на легкие (терригенный девон) и на тяжелые (верей-башкирские отложения), т.е. нефти нижнего и среднего карбона значительно тяжелее нефтей терригенного девона. С увеличением в том же направлении содержания серы нефти от сернистых (серы 0,6 – 2%) изменяются до высокосернистых (серы более 2%). В нефтях нижнего карбона почти в два раза больше серы и кокса, выше вязкость в пластовых условиях, а газовый фактор значительно ниже. Также с увеличением вверх по разрезу содержания смол и асфальтенов происходит уменьшение содержания парафина и

Таблица 4.11

состава газа первой ступени сепарации для отложений девона и карбона

Таблица 4.12

Изменение параметров пластовых нефтей при снижении давления
от $P_{нас}$ до $P_{атм}$

Горизонт	Вязкость, мПа с	Объемный коэффициент, д.ед.	Плотность, кг/м^3
Верейский (8)	0,827	0,026	0,018
Башкирский (12)	0,869	0,024	0,016
Бобриковский+тульский (64)	1,515	0,044	0,022
Турнейский (25)	1,679	0,050	0,027
Кыновский+пашийский (46)	2,986	0,111	0,061

светлых фракций. Увеличение вязкости отмечается при сравнении нефтей по отложениям нижнего и среднего карбона. В то же время близки нефти отложений турнейского яруса и бобриковского горизонта, а также верейского и башкирского ярусов. В целом отмечена тенденция увеличения серы и смол в нефтях терригенного девона с запада на восток и с юга на север. По углеводородному составу нефти осадочной толщи могут быть отнесены к метаново-нафтеновым [10].

На рисунке 4.5 приведены графики, заимствованные из работ [6, 11, 12], показывающие средние значения основных физических характеристик нефтей.

Однозначно видно, что, во-первых, они ухудшаются снизу вверх (от девонских до верейских отложений), во-вторых, рассматриваемые отложения по основным свойствам нефти, кроме вязкости, объединяются в три группы: 1)девонские; 2) турнейские + тульские + бобриковские; 3) верейские + башкирские. Вязкость нефтей по мере уменьшения глубины отложений закономерно увеличивается. Но зависимость вязкости от плотности для выделенных трех групп описывается самостоятельными и отличающимися аналитическими формулами (рис.4.6) [6].

Эти три группы нефтей хорошо выделяются в виде отдельных полей на зависимостях отдельных параметров от плотности в пластовых условиях (рис.4.7) [6].

Представляются весьма интересными данные о степени изменения некоторых параметров пластовых нефтей при снижении давления от пластового до атмосферного (табл. 4.12) [6].

Отношения параметров при $P_{нас.}$ и $P_{ат.}$ близки между собой для нефтей внутри выделенных выше трех групп и отличаются почти в два раза между отдельными смежными группами.

Компонентный состав пластовых нефтей также подтверждает обоснованность выделения трех групп (рис. 4.8) [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абдуллин Н.Г., Аминов Л.З., Мельников С.Н. и др.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т.III. Татарская АССР. Труды Ин-та геологии и разработки горючих ископаемых. – М.: Недра, 1979, 168с.

2. *Абдуллин Н.Г., Бадамшин Э.З., МуслимовР.Х.* Перспективы поисков нефти в карбонатных отложениях Татарского свода. – Казань: Издательство Казанского ун-та. – 1982. – 135с.

3. *Бадьянов В.А., Гурьянов Г.Н.* Условия залегания нефти залежей нижнего карбона Бавлинского месторождения. – Труды ТатНИИ, вып. 4. Бугульма, 1962.

4. *Миропольская Г.Л., Герасимова Е.Т., Логинова В.Н., Тузова Л.С.* Нефтеносность девона востока Татарии. Т.2. – Литология и фации / Тр.КФАН СССР. – Вып.6, 1960.

5. *Бадьянов В.А.* Методика корреляции продуктивных пластов в условиях значительной фациальной изменчивости // НТС ВНИИ. Серия «Добыча». – 1964. – №24.

6. *Бадьянов В.А., Порман Ю.С.* Об оптимальном расчленении и корреляции горизонта Д Ромашкинского месторождения // Труды ТатНИПИнефть. – Л.: Недра, 1967. – Вып.X.

7. *Шельнова А.К., Желтова А.Н., Блудорова Е.А.* Типы разрезов нижнего карбона, развитые на территории Татарской АССР. – ДАН СССР. Т.171. – №2. – 1966.

8. *Шельнова А.К., Антропов И.А. и др.* Уточнение стратиграфии, литологии и фаций нижнего карбона и карбонатной части девона Камско-Кинельской впадины и Северного купола Татарского свода. – КГЭ: Труды ТНГР, 1968.

9. *Шельнова А.К., Кузнецов Ю.И. и др.* Литологическое и палеонтологическое изучение, составление заключений, разрезов, корреляционных схем, карт мощностей, фаций каменноугольных образований по материалам бурения за 1960-1961гг. и предшествующих лет. – КГЭ. – Казань, 1966.

10. *Крашенинников Г.Ф.* Методика палеогеографических исследований на основе фациального анализа // Вопросы седиментации. – М.: Гостоптехиздат, 1960.

11. *Крашенинников Г.Ф.* Некоторые вопросы современной методики палеогеографических исследований. – Изд. АН СССР: Сер.Геол. – №6. – 1962.

12. *Шакиров А.Н.* Геологические основы применения методов увеличения нефтеотдачи в продуктивных отложениях палеозоя Татарстана. – СПб.: Недра, 2003. – 372с.

13. *Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г.* Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. Тт.1,2. М., ВНИИОЭНГ, 1995, 490с.

14. *Дияшев Р.Н.* Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов. Казань: изд-во Казан. ун-та, 2004, 191с.

15. *Хамидуллин Ф.Ф., Амерханов И.И., Шаймарданов Р.А.* Физико-химические свойства и составы пластовых нефтей при дифференциальном разгазировании на месторождениях Республики Татарстан. Справочник. – Казань: Мастер Лайн, 2000, 344 с.

16. *Хамидуллин Ф.Ф., Гибадуллин А.А., Амерханов И.И.* Геологические свойства нефтей и водонефтяных эмульсий на месторождениях Республики Татарстан. Справочник. – Бугульма: ГУП «Бугульминская типография». 2001, 557 с.

ГЛАВА 5

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

Вода и землю точит, и камень долбит.

Русская народная пословица

Природные воды, рассматриваемые как минералы, являются сложными динамическими системами равновесия, находящимися в теснейшей связи с окружающей их средой…Все, что происходит с любой водой в одном каком-нибудь месте, отражается на всей ее массе.

Академик Вернадский

В соответствии с гидрогеологическим районированием, принятом в рамках Государственного водного кадастра, территория Татарстана приурочена к Камско-Вятскому артезианскому бассейну второго порядка Восточно-Русского сложного бассейна пластовых и блоково-пластовых вод. С позиций нефтегеологического районирования изучаемая территория находится в пределах Татарской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

По условиям питания, движения и разгрузки подземных вод в геологическом разрезе территории Татарстана, как впрочем и для всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, выделяются три гидродинамические зоны, соответствующие зонам активного, замедленного и затрудненного водообмена.

5.1. Зона активного водообмена

Зона активного водообмена включает в себя гидрогеологические подразделения верхней части разреза, начиная с четвертичных и заканчивая сакмарскими. От нижезалегающей зоны она отделяется тастубским водоупором, залегающим в нижней части сакмарского яруса нижней перми. Литологический состав водовмещающих пород пестрый. Питание водоносных горизонтов этой зоны осуществляется за счет непосредственной инфильтрации атмосферных осадков и паводковых вод. Движение подземных потоков находится в полной зависимости от дренирующего влияния местной гидрографической сети и наличия эрозионных палеоврезов. Разгрузка осуществляется в долины рек, ручьев, в овраги. Воды в основном безнапорные или обладают небольшим напором. Уровни вод устанавливаются на положительных абсолютных отметках, водообильность отложений различная. В зоне активного водообмена формируются пресные и слабо солоноватые воды с минерализацией преимущественно до 2-3 г/дм^3, по составу они гидрокарбонатные магниево-кальциевые, содержание сульфатов и хлоридов незначительное. Исключение составляют участки, где имеется подток из нижезалегающих горизонтов или происходит техногенное загрязнение вод. Газовый состав определяется связью с атмосферой и характеризуется преобладанием азота и кислорода. При замедленной циркуляции вод встречается сероводород. Зона активного водообмена характеризуется окислительной обстановкой и холодными (не более 5-8° С) температурами вод. Воды зоны активного водообмена широко используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Вместе с тем они наименее защищены от истощения и загрязнения.

В разрезе зоны активного водообмена выделяются 11 водоносных горизонтов:

1. Водоносный нижнечетвертично-современный аллювиальный горизонт (Q_{I-IV}).
2. Водоносный плиоценовый терригенный горизонт (N_2).
3. Водоупорный локально-водоносный плиоценовый терригенный горизонт (N_2).
4. Слабоводоносный верхнеуржумский карбонатно-терригенный комплекс (P_2ur_2).
5. Водоносный нижнеуржумский карбонатно-терригенный комплекс (P_2ur_1).
6. Водоносный верхнеказанский карбонатно-терригенный комплекс (P_2kz_2).
7. Водоносный нижнеказанский карбонатно-терригенный комплекс ($P_2kz_1^{2-3}$).
8. Водоупорный нижнеказанский локально-водоносный горизонт ($P_2kz_1^{1}$).
9. Водоносный шешминский терригенный комплекс (P_2ss).
10. Водоносный стерлитамакско-соликамский сульфатно-карбонатный комплекс (P_1st-P_2sk).
11. Водоупорный локально-водоносный тастубский карбонатно-сульфатный горизонт (P_1ts).

Ниже приводится характеристика выделенных гидрогеологических подразделений.

Водоносный нижнечетвертично-современный аллювиальный горизонт (Q_{I-IV}). Воды приурочены к рыхлым аллювиальным отложениям пойменных и надпойменных террас крупных рек и их притоков (пески, супеси, суглинки, гравийно-галечные отложения). Водоносные прослои разделяются водоупорными (глины, плотные суглинки). Однако выдержанные водоупоры отсутствуют, поэтому существует тесная гидродинамическая связь между

водонасыщенными прослоями, а также с поверхностными водами. Выделение самостоятельных водоносных горизонтов четвертичных отложений, несмотря на иногда значительную их мощность (до 50 м), является условным, т. к. водоносные пласты взаимосвязаны между собой и имеют общие физико-химические свойства вод. Воды преимущественно безнапорные или имеют небольшой местный напор. Напоры и дебиты рассматриваемого комплекса подвержены сезонным колебаниям: в апреле-мае они повышаются за счет инфильтрации паводковых вод, а в октябре-ноябре падают в связи с ее прекращением. По составу подземные воды аллювиальных отложений гидрокарбонатные или гидрокарбонатно-кальциевые, пресные (кроме отдельных участков загрязнения) с общей минерализацией 0,5 – 0,8 г/л, используются для местного хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Водоносный плиоценовый терригенный горизонт (N_2) распространен на отдельных участках в долинах палеорек. Имеет аналогичную характеристику с водами аллювиальных четвертичных отложений.

Водоупорный локально-водоносный плиоценовый терригенный горизонт (N_2) приурочен к глинам, залегающим в нижней части долины р. Вятки. Прослои и линзы песков в ряде случаев водоносны. При этом дебиты водозаборных скважин составляют преимущественно 0,2-5,0 л/с при понижениях уровня 2,35-55 м, удельные дебиты 0,02-0,3 л/с. По составу воды являются гидрокарбонатными, в зонах подтока более глубокозалегающих вод – сульфатными и сульфатно-хлоридными.

Слабоводоносный верхнеуржумский карбонатно-терригенный комплекс (P_2ur_2) распространен западнее р. Вятки и севернее нижнего течения р. Камы и приурочен к проницаемым отложениям нижнетатарского подъяруса, залегающим на высоких водораздельных пространствах. Водосодержащими породами являются песчаники, мергели, доломиты, известняки. Воды безнапорные. Притоки в скважинах до 0,24 л/с при понижениях уровня до 15 м. Расходы родников, выходящих на абсолютных отметках плюс 120-190 м, составляют преимущественно 0,3-0,6 л/с. Воды пресные, гидрокарбонатные.

Нижнеуржумский водоносный карбонатно-терригенный комплекс (P_2ur_1) распространен шире, чем вышеописанный комплекс. Приурочен к нижним слоям нижнетатарского подъяруса. Водоносными являются “уржумские плитняки” – известняки, мергели, реже песчаники. Мощность водоносного горизонта 1,5-4 м. Воды безнапорные или обладают небольшим напором. Дебиты скважин 1-1,25 л/с, удельные дебиты 0,3-0,6 л/с. Родники выходят на абсолютных отметках 100-160 м, расходы их составляют 0,2-0,6 л/с, сильно подвержены сезонным колебаниям, достигающим 30% и более (особенно в верховьях рек Казанки, Мёши). Воды в основном пресные гидрокарбонатные.

Водоносный верхнеказанский карбонатно-терригенный комплекс (P_2kz_2) приурочен к лагунно-морским и континентальным образованиям. В пределах Северо-Татарского свода (Мамадышский и Кукморский районы) комплекс развит широко и выходит на поверхность в нижних частях склонов междуречных пространств, расположенных выше местных базисов эрозии. Обычно встречается 2-4 водоносных горизонта, приуроченных к красноцветным песчаникам, с прослоями глин, известняков, доломитов. Дебиты скважин 2,3-22,4 л/с, удельные дебиты 0,003-1,6 л/с, воды напорные (величина напора составляет 24-50 м). Дебиты родников 0,5-10 л/с. По составу воды в основном пресные, гидрокарбонатные, со смешанным катионным составом; обычно используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Сульфатные воды с минерализацией до 1,8-3,3 г/дм^3 известны в долинах рек Ашита, Мёши, Берсута, в районе сёл Таканыш (река Шия), Атня и Ципья.

Водоносный нижнеказанский карбонатно-терригенный комплекс ($P_2kz_1^{2-3}$) выходит на поверхность на некоторых участках в пределах Северо-Татарского свода и прилегающих к нему с запада и востока территорий. Водовмещающими отложениями являются карбонатные породы, а также песчаники. Область питания подземных вод расположена на западном склоне Северо-Татарского свода, область разгрузки – в долине р. Камы. Воды напорные, по условиям циркуляции преимущественно трещинные. Напор в ряде случаев достигает 120 м и более. Дебиты скважин 0,8-4,2 л/с, удельные дебиты 0,04-5,5 л/с. Воды очень жесткие (до 40-43 ммоль/дм^3), обычно сульфатные кальциевые и сульфатные магниево-кальциевые и нередко непригодны для питьевого водоснабжения.

Водоупорный нижнеказанский локально-водоносный горизонт ($P_2kz_1^1$) представлен плотными глинами и алевролитами. Прослои известняков иногда водоносны, разгрузка вод из них в виде родников с дебитами до 10-15 л/с существует по правому склону долины р. Вятки. Пачка так называемых “лингуловых глин” является водоупором, разделяющим зону активного водообмена на две подзоны: верхнюю – с содержанием преимущественно пресных гидрокарбонатных вод и нижнюю – с содержанием солоноватых сульфатных вод.

Водоносный шешминский терригенный комплекс (P_2ss) приурочен к шешминскому горизонту (верхнеуфимскому подъярусу) уфимского яруса верхней перми. Кровля комплекса находится на абсолютных отметках от минус 8-92 м до плюс 135 м. Воды напорные (высота напора до 104 м). Водосодержащими породами являются в основном песчаники, реже известняки, мергели. Разгрузка подземных вод осуществляется в долинах крупных рек и их притоков.

По составу воды довольно разнообразны, но в основном имеют гидрокарбонатно-натриевый или гидрокарбонатно-кальциевый состав, общая минерализация которых колеблется от 0,3 до 1,5 г/л. На Кукморском выступе преобладают солоноватые сульфатные кальциевые воды с минерализацией до 3 г/дм^3, что во многом связано с загипсованностью и глинистостью водовмещающих пород. В долинах Вятки и Ашита встречаются сульфатные натриевые воды с еще более высокой минерализацией (более 5 г/дм^3).

Газовый состав вод азотный, с небольшим содержанием кислорода и углекислого газа. Дебиты достигают 70 м^3/сут, удельные дебиты 0,02-4,2 л/с.

Водоносный стерлитамакско-соликамский сульфатно-карбонатный комплекс (P_1st-P_2sk) приурочен к сульфатно-карбонатным породам стерлитамакского горизонта сакмарского яруса нижней перми и карбонатным породам соликамского горизонта уфимского яруса верхней перми. Воды напорные (высота напора до 140 м). Водообильность комплекса самая различная и в большой мере зависит от степени закарстованности и трещиноватости пород. По составу воды в основном солоноватые, сульфатные, кальциевые или натриевые с минерализацией 1,5-3,5 г/дм^3. На участках нарушения тастубского водоупора осуществляется подток снизу хлоридных вод, тогда воды комплекса становятся хлоридно-сульфатными или сульфатно-хлоридными с минерализацией до 7 г/дм^3. В то же время в пределах Северо-Татарского свода на ряде участков, в условиях инфильтрации верхних вод, комплекс содержит пресные воды сульфатно-гидрокарбонатного, сульфатного и гидрокарбонатно-сульфатного состава, пригодные для хозяйственно-питьевого водоснабжения (Кукмор, Таканыш).

Водоупорный локально-водоносный тастубский карбонатно-сульфатный горизонт (P_1ts) приурочен к тастубскому горизонту сакмарского яруса нижней перми (к монолитным доломитам, ангидритам с прослоями гипсов и известняков), является региональным водоупором, разделяющим зоны активного и замедленного водообмена. Мощность 17-60 м, кровля на глубине 80-300 м, абсолютные отметки кровли водоупора составляют минус 25-240 м.

5.2. Зона замедленного водообмена

Зона замедленного водообмена включает в себя гидрогеологические подразделения, начиная с ассельских в нижней перми и заканчивая верейским водоупором в среднем карбоне. Водовмещающими породами являются преимущественно карбонатные породы. Зона замедленного водообмена находится ниже современных и древних эрозионных врезов. Для нее, в отличие от зоны активного водообмена, характерны небольшие скорости движения подземных вод и затрудненная инфильтрация атмосферных осадков. Питание и, особенно, разгрузка подземных вод носят очаговый характер. Области питания обычно совпадают с крупными водоразделами. Воды в основном напорные, уровни устанавливаются на положительных абсолютных отметках. Водообильность отложений различная и зависит в основном от степени трещиноватости, кавернозности и закарстованности карбонатных пород.

По степени минерализации воды являются солоноватыми и солеными, реже – рассолами (минерализация достигает 50 г/дм^3 и более). Воды преимущественно сульфатные, хлоридно-сульфатные и сульфатно-хлоридные, смешанные по катионному составу. Зона замедленного водообмена характеризуется окислительно-восстановительной обстановкой. В газовой составляющей преобладают азот, кислород, сероводород. По температуре воды холодные, теплые. Воды зоны замедленного водообмена являются основным источником получения лечебных минеральных вод.

В разрезе зоны замедленного водообмена выделяются следующие гидрогеологические подразделения:

12. Водоносный каширско-ассельский сульфатно-карбонатный комплекс (C_2ks-P_1as).

13. Водоупорный локально-водоносный верейский карбонатно-терригенный горизонт (C_2vr).

Ниже приводится характеристика выделенных гидрогеологических подразделений.

Водоносный каширско-ассельский сульфатно-карбонатный комплекс (C_2ks-P_1as) приурочен к карбонатным породам каширского, подольского, мячковского горизонтов московского яруса среднего карбона, верхнего карбона и ассельского яруса нижней перми. Расположен между двумя региональными водоупорами – тастубским и верейским. Водовмещающими породами являются известняки и доломиты пористые, трещиноватые, кавернозные. Мощность водовмещающих пород комплекса достигает 300-400 м, его кровля на абсолютных отметках – минус 80 – минус 280 м и более. Водообильность комплекса самая различная, во многом зависит от степени закарстованности, трещиноватости и кавернозности. При бурении скважин отмечались как поглощения промышленной жидкости и слабые притоки вод, так и самоизливы из скважин. Последние нередко связаны с высоким газонасыщением вскрываемых вод или давлением спонтанных газов (азот, сероводород). Статические уровни вод комплекса располагаются на положительных абсолютных отметках. Воды комплекса разнородны – от слабосолоноватых сульфатных кальциевых и натриевых с минерализацией 3-5 г/дм^3 в верхней части комплекса до сульфатно-хлоридных и даже рассолов хлоридно-натриевого состава с минерализацией до 120 г/дм^3 в нижней части комплекса. Отмечается повышенное содержание ценных микрокомпонентов (йода, брома, стронция, аммония и др.). Содержание водорастворенного сероводорода может достигать 100-150 мг/дм^3.

Водоупорный локально-водоносный верейский карбонатно-терригенный горизонт (C_2vr) приурочен к отложениям верейского горизонта московского яруса среднего карбона (плотные глины, аргиллиты, алевролиты, с прослоями песчаников, известняков) мощностью 20-40 м. Является региональным водоупором, разделяющим зоны замедленного и затрудненного водообмена. В ряде случаев трещиноватые, пористые известняки являются водоносными. В составе комплекса установлено несколько водоносных горизонтов или пластов, взаимосвязанных между собой. Минерализация насыщающих их рассолов хлоридно-натриевого состава может достигать 150-200 г/дм^3. Водоупорами комплекса сверху и снизу являются аргиллиты верейского горизонта. Дебиты скважин не превышают 20 м^3/сут.

5.3. Зона затрудненного водообмена

Зона затрудненного водообмена включает в себя все гидрогеологические подразделения ниже верейского водоупора, залегающего в среднем карбоне. Она характеризуется отсутствием ощутимого водообмена с земной поверхностью и водами вышележащих гидродинамических зон. Водовмещающими породами являются как карбонатные, так и терригенные породы, водообильность отложений различная. Воды напорные, уровни устанавливаются как на положительных, так и отрицательных (терригенная толща девона) абсолютных отметках. По степени минерализации воды являются рассолами (с минерализацией до 280-300 г/дм^3), в составе преобладают хлориды натрия и кальция. В значительных количествах нередко содержатся многие микрокомпоненты (бор, бром, йод, аммоний, стронций, барий и др.). Обстановка восстановительная, температура достигает в терригенных отложениях среднего и верхнего девона 30-36° С. Главными водорастворенными газами являются азот и метан, нередко присутствует сероводород. Рассолы зоны затрудненного водообмена могут использоваться в качестве лечебных минеральных вод (для наружного применения в виде ванн), а также в качестве гидроминерального сырья для химической промышленности. При наличии соответствующей технико-экономической целесообразности и рентабельности некоторые компоненты можно извлекать из подземных рассолов в промышленных масштабах (бром, хлористый натрий и др.).

В разрезе зоны замедленного водообмена выделяются следующие основные гидрогеологические подразделения:

14. Слабоводоносный алексинско-башкирский сульфатно-карбонатный комплекс (C_1al-C_2b).

15. Водоупорный тульский карбонатно-терригенный горизонт (C_1tl).

16. Слабоводоносный бобриковский терригенный комплекс (C_1bb).

17. Водоупорный локально-водоносный радаевский терригенный комплекс (C_1rd).

18. Слабоводоносный косьвинский терригенный комплекс (C_1ks).

19. Водоупорный локально-водоносный верхнетурнейский карбонатно-терригенный комплекс (C_1t_2).

20. Слабоводоносный верхнефаменско-нижнетурнейский карбонатный горизонт (D_3fm_3-C_1t_1).

21. Слабоводоносный верхнефранско-среднефаменский терригенно-карбонатный комплекс (D_3f_3-fm_2).

22. Водоупорный локально-водоносный саргаевско-кыновский карбонатно-терригенный горизонт (D_3sr-kn).

23. Водоупорный локально-водоносный пашийский терригенный комплекс (D_3ps).

24. Слабоводоносный эйфельско-живетский терригенный комплекс (D_2ef-zv).

25. Слабоводоносный верхнепротерозойский терригенный комплекс (PR_2).

26. Слабоводоносная зона трещиноватости архейско-нижнепротерозойских кристаллических пород (Ar-PR).

Ниже приводится характеристика выделенных [1]гидрогеологических подразделений.

Слабоводоносный алексинско-башкирский сульфатно-карбонатный комплекс (C_1al-C_2b) приурочен к отложениям окского надгоризонта и серпуховского яруса нижнего карбона и башкирского яруса среднего карбона. Водоносными являются прослои и линзы органогенных, а также закарстованных, пористых и трещиноватых известняков и доломитов. Статические уровни устанавливаются на положительных абсолютных отметках. Водообильность отложений самая различная. По составу воды являются хлоридными натриевыми рассолами с минерализацией до 200 и более г/дм^3 и принадлежат по классификации В.А.Сулина к хлоркальциевому типу вод. Содержание микрокомпонентов ещё более повышается.

В башкирской части разреза данный водоносный комплекс также представлен карбонатными породами, но коллекторские свойства, по сравнению с нижележащим комплексом, существенно улучшаются. Водообильность комплекса небольшая – дебит скважин даже при значительных понижениях не превышает 10-15 м^3/сут. Химический состав отличается сильным колебанием общей минерализации и содержания отдельных компонентов. Нижним водоупором служат плотные известняки и доломиты визейского яруса, а верхним - аргиллиты верейского горизонта.Из микрокомпонентов в подземных водах содержатся (мг/дм^3): йод – от 0,9 до 13,9; бром – от 332,9 до 607,0; аммоний – от 75,9 до 115,3. Газовый состав подземных вод – азотный.

Водоупорный тульский карбонатно-терригенный горизонт (C_1tl) приурочен к тульскому горизонту визейского яруса нижнего карбона. Водоупором служат плотные глины, аргиллиты, глинистые известняки (в кровле горизонта). Общая мощность водоупора 20-40 м. Прослои песчаников и алевролитов могут быть водоносными. Воды являются рассолами хлоркальциевого типа.

Слабоводоносный бобриковский терригенный комплекс (C_1bb) приурочен к бобриковскому горизонту визейского яруса нижнего карбона. Водосодержащими являются песчаники и алевролиты мощностью от 1 до 40 м. Коэффициент фильтрации пород составляет 0,04-0,2 м/сут, водопроводимость – 0,1-240 м^2/сут. Удельные дебиты скважин 0,01-0,013 л/с. Воды по составу являются хлоридно-натриевыми рассолами хлоркальциевого типа с величиной общей минерализации до 200-265 г/дм^3.

Содержание брома достигает 400-680 мг/дм^3, йода – 8-15,5 мг/дм^3. В газовой составляющей преобладают азот и метан.

Дебиты скважин колеблются от 18 до 60 м^3/сутки при понижении уровня на 200-400 м от устья скважин. Абсолютные отметки уровней составляют плюс 35-50 м.

Водоупорный локально-водоносный радаевский терригенный комплекс (C_1rd) приурочен к отложениям радаевского горизонта визейского яруса нижнего карбона, сложенным плотными черными сланцами (мощность до 6 м), аргиллитами, а также глинами и алевролитами. В подошве встречаются обводненные прослои песчаников мощностью 2-8 м.

Слабоводоносный косьвинский терригенный комплекс (C_1ks) приурочен к косьвинскому горизонту визейского яруса нижнего карбона. Водоносными являются прослои и линзы песчаников мощностью 3-4 м. Напор вод достигает 1000-1100 м. Коэффициент фильтрации пород 0,01-0,015 м/сут, удельные дебиты скважин 0,004-0,007 л/с. Воды являются рассолами с минерализацией до 235-240 г/дм^3, содержанием брома до 400-500 мг/дм^3, йода до 7-8 мг/дм^3.

Водоупорный локально-водоносный верхнетурнейский карбонатно-терригенный комплекс (C_1t_2) приурочен к верхнетурнейскому подъярусу нижнего карбона. Преобладают в литологическом составе аргиллиты, алевролиты с прослоями известняков, нередко обводненных.

В разрезе выделяются прослои (3-4) наиболее трещиноватых, пористых и кавернозных известняков, к которым и приурочены водоносные горизонты. Нижним водоупором являются плотные известняки, а верхним – аргиллиты яснополянского и малиновского надгоризонтов. Дебиты скважин колеблются в пределах 10-90 м^3/сут. По общей минерализации, содержанию отдельных компонентов эти воды сходны с водами карбонатного девона.

Воды турнейских отложений относятся к хлоркальциевому типу с общей минерализацией 240-254 г/дм^3. Из микрокомпонентов в подземных водах содержатся (мг/дм^3): йод – 7-14; бром – 456-638; аммоний – 86-126. Газовый состав подземных вод – азотный.

Слабоводоносный верхнефаменско-нижнетурнейский карбонатный горизонт (D_3 fm_3-C_1t_1) приурочен к отложениям верхнефаменского подъяруса верхнего девона и нижнетурнейского подъяруса нижнего карбона. Водовмещающими являются известняки, расположенные среди прослоев плотных известняков и аргиллитов. Напор вод 1235-1350 м, удельные дебиты скважин незначительные (до 0,01 л/с). Карбонатные породы неравномерно закарстованы и трещиноваты, имеются крупные пустоты. Фильтрационные свойства за пределами палеокарстовых зон низкие, поэтому притоки воды при испытаниях скважин обычно небольшие. Статические уровни вод располагаются обычно на абсолютных отметках от минус 10 м до плюс 20 м.

По химическому составу воды плотностью 1,15-1,17 г/см^3 являются хлоридными натриевыми рассолами с минерализацией до 250-260 г/дм^3, содержанием брома до 500-600 мг/дм^3, йода до 11-16 мг/дм^3. Воды карбонатной толщи отличаются от вод терригенных пород более низким содержанием кальция (6-8%-экв.), присутствием заметных количеств сульфатов (до 1 г/дм^3), что объясняется загипсованностью карбонатных пород. Обычно присутствует сероводород.

Рассматриваемый комплекс часто находится в гидродинамической связи с вышележащим (турнейским), а в нижней части – с додевонским и девонским. Химический состав подземных вод является хлоридно-натриевым. Общая минерализация вод данного комплекса в среднем в 1,5 раза меньше, чем у вод терригенного девона.

Эти изменения связаны с сокращением содержания в водах хлоридов натрия и кальция. При этом наблюдается повышение количества сульфат – и гидрокарбонат – ионов, что свидетельствует об ухудшении закрытости недр.

Слабоводоносный верхнефранско-среднефаменский терригенно-карбонатный комплекс (D_3f_3-fm_2) приурочен к отложениям верхнефранского и нижне-среднефаменского подъярусов верхнего девона. Водосодержащими являются

известняки и доломиты, чередующиеся с прослоями аргиллитов, алевролитов и гипсов. Водоносные пласты приурочены к пористо-трещиноватым и кавернозным известнякам семилукского, бурегского, воронежского, евлановского, ливенского, задонского, елецкого, лебедянского, данковского горизонтов, а также заволжского надгоризонта.

Водообильность карбонатных отложений колеблется в широких пределах от 2 до 200 м^3/сутки при понижении уровня на 500-900 м от устья скважин.

Химический состав подземных вод хлоркальциевый. Общая минерализация изменяется от 240 до 271 г/дм^3.

В микрокомпонентном составе подземных вод содержатся (мг/дм^3): йод – от 4,4 до 16,1; бром – от 476,9 до 707,0; аммоний – от 68,0 до 159,1.

Состав водорастворенного газа – метаново-азотный.

Водоупорный локально-водоносный саргаевско-кыновский карбонатно-терригенный горизонт (D_3sr-kn) приурочен к кыновскому горизонту нижнефранского подъяруса и саргаевскому горизонту среднефранского подъяруса верхнего девона. Представлен плотными аргиллитами, являющимися водоупором, с прослоями мергелей, известняков, битуминозных сланцев, алевролитов. Разделяет карбонатную и терригенную толщи девона и затрудняет между их водоносными горизонтами гидродинамическую связь.

Водообильность кыновских песчаников и алевролитов составляет 80-150 м^3/сут. Общая минерализация колеблется в пределах 260-270 г/л.

Водоупорный локально-водоносный пашийский терригенный комплекс (D_3ps) приурочен к пашийскому горизонту нижнефранского подъяруса верхнего девона. Представлен чередованием аргиллитов, песчаников, алевролитов. Прослои песчаников и алевролитов при отсутствии нефтенасыщения, как правило, водоносны. Удельные дебиты скважин небольшие – до 0,011 л/с, коэффициент фильтрации пород 0,04-0,8 м/сут. По химическому составу воды являются крепкими рассолами хлоридного натриевого состава хлоркальциевого типа, плотностью 1,18-1,19 г/см^3, с минерализацией до 280-290 г/дм^3. Из микрокомпонентов в подземных водах содержатся (мг/дм^3): йод – от 3,9 до 16,6; бром – от 22,4 до 792,1, в отдельных случаях до 1500; аммоний – от 26,5 до 605,9.

От вод вышележащей карбонатной толщи девона они отличаются более высоким содержанием кальция (до 12-15% – экв.), бессульфатностью, повышенным содержанием микрокомпонентов, более высокой степенью метаморфизации. Состав газа – метаново-азотный.

Слабоводоносный эйфельско-живетский терригенный комплекс (D_2ef-zv) приурочен к отложениям эйфельского и живетского ярусов среднего девона. Водоносными являются песчаники и алевролиты с коэффициентом фильтрации 2,8-3,2 м/сут, водопроводимостью – до 160 м^2/сут. Дебиты скважин достигают 30 и более м^3/сут. По составу воды являются хлоридно-натриевыми рассолами хлоркальциевого типа с общей минерализацией 260-270 г/дм^3 и аналогичны водам вышезалегающей терригенной толщи верхнего девона.

Слабоводоносный верхнепротерозойский терригенный комплекс (PR_2) приурочен к терригенным отложениям рифея и венда. Воды по составу аналогичны водам терригенной толщи девона.

Слабоводоносная зона трещиноватости архейско-нижнепротерозойских кристаллических пород (Ar-PR$_1$). Водовмещающими породами являются элювиальные образования коры выветривания архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента. Удельные дебиты при опробовании скважин составляют 0,002-0,003 л/с. Воды принадлежат к крепким рассолам с минерализацией до 270-300 г/дм^3. Они бессульфатные.

5.4. Гидрогеологические показатели нефтеносности

Отдельно следует остановиться на гидрогеологических показателях нефтеносности.

Гидрогеологические показатели нефтегазоносности (гидрогеологические критерии оценки нефтегазоносности) подразделяются на гидрохимические и гидродинамические.

К гидрохимическим показателям нефтегазоносности относятся:

– ионно-солевой состав (как косвенный признак): высокая общая минерализация (200-250 г/ л), бессульфатность, высокое содержание в водах брома (500-600 и более мг/л), йода (10 и более мг/л), бора и аммония (150-200 и более мг/л); хлор-бромный коэффициент, равный 160-180; высокое значение коэффициента метаморфизации (4-5 и более) и низкое отношение Na/Cl (0,6-0,7) ;

– газовый состав: прямые нефтепоисковые показатели: высокая упругость воднорастворенных газов и высокое содержание в водах тяжелых углеводородов (5 и более об. %); косвенные показатели: высокое содержание метана (более 50 об. %) и биогенного азота (50-60 об. % к общему азоту), наличие подземного окисления (CO_2, H_2S, нафтеновые кислоты и т. п.), высокое значение гелий-аргонового коэффициента;

– органическое вещество, растворенное в подземных водах: к прямым признакам нефтеносности относится их высокое общее количество, определяемое в виде наличия углеводородов типа масел, к косвенным – содержание в водах нафтеновых кислот (3-5 и более мг/л), нейтральных и кислых смол, гумусовых веществ, порфиринов, хлорофила, степень окисляемости органических веществ и т.д. (представляет интерес также и фенол);

– микробиологические данные и физические свойства подземных вод (косвенные признаки): высокое содержание в водах бактерий углеводородной группы, геотермические аномалии, совпадающие с гидрохимическими, и окислительно-восстановительный потенциал (Eh) с минусовым показателем (восстановительная среда).

К гидродинамическим показателям нефтегазоносности относятся:

– степень закрытости недр – повышение коэффициента гидрогеологической закрытости недр по сравнению с фоновым говорит о положительных перспективах нефтегазоносности;

– характер и длительность водообмена – зоны замедленного и весьма затрудненного водообмена, которые выделяются между региональными водоупорами, способствуют образованию и сохранению залежей углеводородов.

На территории Татарстана в терригенных отложениях девона воды обладают высокой минерализацией, достигающей 260 и более мг/л, метаморфизованностью (отношение Cl-Na / Mg превышает 4-5) и содержат очень мало сульфат-ионов; содержание брома достигает 600-700 мг/л, йода 7-8, бора 10-12, аммония 100-150 и более мг/л. Хлор-бромный коэффициент в ряде случаев ниже 200. Коэффициент закрытости недр (подсчитанный по стронцию) превышает 30, а гидродинамическая обстановка характеризуется вековым движением подземных вод, что способствует сохранению сформированных нефтяных залежей, а не их разрушению. Установлено преобладание восстановительной среды, что свидетельствует о хорошей гидрогеологической закрытости района.

Отмеченная благоприятная обстановка подтверждается наличием регионального водоупора в виде тиманских (кыновских) аргиллитов, играющих роль покрышки, высокими коллекторскими свойствами песчаников, наличием нефтяных залежей и локальных структур, что также подтверждает факт возможности нахождения скоплений углеводородов.

С региональными движениями подземных вод, миграцией и аккумуляцией нефти и геологическим строением района связаны закономерности размещения нефтяных месторождений, что имеет исключительно важное значение для оценки нефтеносности территории.

Анализ вышеприведенного материала по гидрогеологии Татарстана показывает, что залежи нефти могут присутствовать только в пределах зон замедленного и затрудненного водообмена, т.е. в отложениях, залегающих ниже верейского водоупора.

Наиболее информативными, практическими показателями нефтеносности территории и относительной близости залежей нефти в комплексе общих гидрогеологических критериев могут служить следующие гидрогеохимические показатели:

– высокое содержание тяжелых углеводородов в составе водорастворенного газа;

– высокая упругость газа;

– повышенная сумма углеводородов в водорастворенном газе;

– повышенные углеводородно-азотный и аммонийно-азотный коэффициенты;

– высокая газонасыщенность;

– повышенное содержание углерода битумной фракции в воде;

– повышенное содержание фенолов летучих форм в воде;

– повышенное значение йодатной окисляемости в подземных водах.

Из гидрогеохимических показателей нефтегазоносности следует отнести косвенные признаки, которые свидетельствуют о существовании в недрах условий, благоприятных для формирования и сохранения углеводородных скоплений [Справочник по геохимии нефти и газа, 1998]. К условиям благоприятного сохранения залежей нефти относятся медленные скорости движения подземных вод, преимущественно восстановительная обстановка, практическая бессульфатность вод, высокая минерализация и метаморфизация вод, наличие водонефтеупоров, практическое отсутствие микроорганизмов.

Все вышеперечисленные показатели характерны для территории Татарстана и относятся к зоне затрудненного водообмена, которой соответствуют все гидрогеологические подразделения, находящиеся по разрезу ниже верейского водоупора.

По материалам проведенных гидрохимических исследований по отобранным пластовым пробам в параметрических скважинах № 33, 34, 1001 и 20010, пробуренных в 2002-2003 гг., можно отметить, что пластовые воды как кристаллического фундамента, так и среднего карбона являются по составу хлор-натриево-кальциевыми, что характерно для вод нефтяных месторождений и свидетельствует о застойном режиме пластовых вод. Причем наблюдается понижение содержания указанных выше элементов от кристаллического фундамента (Na^+ - 91,5; Cl^- - 199,5; Ca^{2+} - 29,7) к среднему карбону (Na^+ - 67,7; Cl^- - 114,7; Ca^{2+} - 26,4).

Во всех отобранных пробах отмечается сульфатность: с глубиной содержание сульфат-иона (SO^{2-}_4) уменьшается от 0,95 г/дц^3 в каширском горизонте до 0,02 г/дц^3 в кристаллическом фундаменте. Последняя величина означает практическое отсутствие в фундаменте сульфат-редуцирующих бактерий.

Также наблюдается уменьшение коффициента метаморфизации (Na/Cl) пластовых вод от среднего карбона к кристаллическому фундаменту: от 0,92 до 0,68. В работе К.Н.Доронкина (1983) величина этого коэффициента, равная 0,8, принята как граница присутствия в разрезе высокосмолистых и сернистых нефтей. В частности, в пределах открытых месторождений Мелекесской впадины вверх по разрезу наблюдается осернение и утяжеление нефтей.

Присутствие брома во всех отобранных пробах также является важным косвенным гидрохимическим признаком нефтеносности. Его величина увеличивается от пластов каширского горизонта до проницаемых зон в фундаменте (340,5-901,31 мг/дм^3).

5.5. Геотермическая характеристика гидродинамических зон

Важным для гидрогеологической характеристики района являются геотермические исследования, из которых, в частности, следует, что на склоновых площадях ЮТС и СТС температура вод терригенного девона резко повышается по сравнению с присводовыми. Если в скв. № 40 – Привятской она составляет 25^{0}С, то на Танайско-Бехтеревской, Елабужской, Бондюжской площадях и других – превышает 30-35^{0}С. Для вышележащих отложений наблюдаются сильные колебания температур, связанные с теплопроводящими свойствами горных пород, а для пермских отложений – и с рельефом местности.

Всего в разрезе осадочных пород выделяется три геотермические зоны:

– верхняя (пермские отложения), где ведущим фактором, влияющим на температуру вод, является активный водообмен;

– средняя (каменноугольные и карбонатные отложения верхнего девона), где водообмен затруднен, и основным фактором, определяющим теплопроводные свойства пород, является литологический;

– нижняя (терригенные породы верхне- и среднедевонских отложений), где преобладающий фактор – тектонический (глубина залегания и разломы кристаллического фундамента).

5.6. Деление разреза на зоны по гидрохимическим показателям

По гидрохимическим показателям также выделяются три зоны, соответственно хлоридных, сульфатных и гидрокарбонатных вод.

Зона хлоридных вод (наиболее мощная) охватывает девонские и каменноугольные отложения. В свою очередь, в этой зоне выделяются три подзоны:

– подзона «А» (терригенные отложения среднего и верхнего девона). Общая минерализация вод подзоны 260 и более г/л, очень низкое содержание или отсутствие сульфат- и гидрокарбонат-ионов, полное отсутствие H_2S, высокое значение коэффициента метаморфизации и отношения Ca/ Mq, низкое – хлор-бромного коэффициента и отношения Na/Cl. Количество йода в водах составляет 7-10, брома – 680-700, бора – 10-12, аммония – 230-250, бария – 60-100, стронция – 450-550 мг/л; вязкость – 1,80-1,90 мПа · с, электропроводность – 0,20 ом$^{-1}$ см$^{-1}$, поверхностное натяжение – 40-43 дин · см$^{-1}$, температура – 34-41^0 С. Микробиологически воды стерильны. Все водоносные горизонты соответствуют первому водоносному комплексу;

– подзона «Б» (карбонатные отложения верхнего девона и турнейского яруса, терригенная толща нижнего карбона). Общая минерализация вод 230-260 г/л, количество сульфат- и гидрокарбонат-ионов возрастает до 0,01-0,1 г/л, появляется сероводород. Коэффициент метаморфизации вод уменьшается до 2,5-3,0, отношения $SO_4 \cdot 100/Cl$ и Cl/Br, наоборот, увеличиваются. Уменьшаются также содержания микроэлементов-йода, брома, стронция и других. Содержание бора по сравнению с подзоной «А» увеличивается в 2-3 раза и достигает 30-40 мг/л. Подземные воды содержат в небольшом количестве различные группы бактерий. Физические параметры (вязкость, электропроводность, поверхностное натяжение, температура) вод несколько уменьшаются по величине;

– подзона «В» (карбонатные отложения визейского яруса, среднего и верхнего карбона). Общая минерализация вод 220-230 г/л и ниже. Происходит дальнейшее увеличение содержания сульфат- и гидрокарбонат-ионов, H_2S, значений хлор-бромного коэффициента и отношения Na/Cl, уменьшение коэффициента метаморфизации и отношения Ca/Mg, содержания микрокомпонентов. Появляется много бактерий и происходит дальнейшее снижение величин физических параметров.

Зона сульфатных вод объединяет верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения. Общая минерализация вод снижается до 5-6 г/л. В них происходит дальнейшее увеличение отношения Na/Cl, уменьшение коэффициента метаморфизации, сокращение содержания микрокомпонентов (йод, бром практически исчезают).

Зона гидрокарбонатных вод характеризуется небольшой мощностью и объединяет в основном самые верхние части разреза – отдельные участки верхнепермских, неогеновых, и четвертичных отложений. Общая минерализация вод этой зоны 0,3-0,5 г/л, плотность – 1,0001- 1,0005 г/см^3.

При выявлении роли подземных вод в формировании нефтяных залежей нужно иметь в виду то, что подземные воды были и остаются той средой, где происходили и происходят процессы нефтеобразования, нефтегазонакопления и нефтегазорассеивания. Подземный сток в ряде случаев может создать возможность для переноса нефти вместе с водой. В осадочных образованиях движение подземных вод и миграция нефти происходят в основном путем фильтрации в пористой среде. Вертикальная фильтрация связана с зонами дислокаций и нарушений, с трещиноватостью горных пород и с геохимическими процессами, изменяющими объем порового пространства (доломитизация, кальцитизация, сульфатизация и т.п.). Миграция нефти или газа могла происходить в результате всплывания в водной среде, причем процесс всплывания зависел от коллекторских свойств пород, физико-химических свойств жидкости и некоторых других факторов. Миграция также могла осуществляться путем диффузии при отжатии воды, нефти и газа из уплотняющихся глинистых пород.

На миграцию нефти вместе с водой большое влияние оказывала скорость движения подземных вод, которая в соответствующих условиях для вод глубинных горизонтов составляла 1-2, редко 2-4 см/год, что создавало благоприятную возможность для более полного переноса углеводородов. При незначительных скоростях движения подземных вод и времени водообмена создавались благоприятные предпосылки для накопления углеводородов. Тектонические же процессы, наоборот, приводили к переформированию нефтяных месторождений.

ГЛАВА 6

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОБИТУМОНОСНОСТИ, НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

Нового счастья ищи, а старого не теряй.

Русская народная пословица

Без теории явления природы могут быть использованы, но не постигнуты.

Бернард Шоу

6.1. Перспективы нефтегазоносности и направления ГРР в отложениях девона и карбона

Копнешь, так и найдешь. Тот и сыщет, кто ищет.

Русская народная пословица

Суха, мой друг, теория везде,
А древо жизни пышно зеленеет!

Гёте

Как показывает опыт, освоение нефтяных ресурсов происходит в несколько этапов (стадий). На первой стадии производится общегеологическое изучение: геологическое картирование, региональные геолого-геофизические исследования, локализация наиболее перспективных объектов для детального изучения и подготовки к глубокому бурению, по результатам которого на начальном этапе открываются первые месторождения региона.

На втором этапе, по результатам изучения общих закономерностей геологического строения и размещения залежей нефти, открываются и подготавливаются к разработке наиболее значимые месторождения, содержащие основные запасы региона. Этот этап характеризуется наиболее высокой эффективностью геологоразведочных работ (ГРР) и бурным развитием добычи в регионе, которая практически с нуля выходит на максимальный уровень. Подготовка новых запасов намного превышает уровень добычи нефти. Идет расширенное воспроизводство запасов.

После этого наступает третий этап резкого снижения эффективности ГРР по причине отсутствия крупных открытий и необходимости переориентации на поиски мелких месторождений в традиционных объектах нефтеразведки. Эффективность ГРР резко падает. Уровень воспроизводства запасов снижается до единицы и ниже. Основной прирост запасов обеспечивается за счет доразведки основных выявленных месторождений, а также переоценки их запасов. Роль новых открытий в приросте запасов составляет не более 25-30%. Когда эта доля становится ниже этой величины, а возможности доразведки и переоценки запасов также уменьшаются, наступает поздняя, четвертая стадия геологоразведочных работ.

Такая стадийность ГРР характерна для платформенных областей, где мощность осадочного чехла сравнительно мала и он изучается на всю его толщину, обычно до кровли кристаллического фундамента.

В складчатых областях с большой мощностью осадочного чехла стадийность работ определяется наличием большого числа этажей нефтеносности и технико-экономическими возможностями промышленного освоения глубокозалегающих горизонтов. Открытие залежей в нижележащих горизонтах по мере освоения больших глубин бурения может дать второе и третье рождение региона. Указанная стадийность повторяется для каждого из вновь открытых нефтегазоносных комплексов.

На платформах по времени наиболее длительными (десятки и до сотни лет) являются первая и четвертая стадии ГРР. В РТ первая стадия работ завершилась открытием залежей нефти в Шугурах в 1943г. Этот этап оказался наиболее длительным, поскольку до 30-х годов прошлого столетия геологические исследования выполнялись на низком техническом уровне, а освоенные глубины бурения не превышали нескольких сотен метров.

Поздняя стадия освоения нефтяных ресурсов в платформенных областях имеет свои особенности. Их нужно учитывать при определении стратегии ГРР. Она характеризуется следующими особенностями:

1. Высокая разведанность недр является основным фактором, осложняющим геологоразведочные работы и обуславливающим закономерное снижение их эффективности.

2. На поздней стадии нефтепоисковых работ в платформенных областях со сравнительно небольшой мощностью осадочного чехла нефтеразведчики вынуждены ориентироваться на поиски небольших месторождений, приуроченных к локальным поднятиям или зонам выклинивания, а также ранее пропущенных мелких сложнопостроенных залежей на эксплуатируемых месторождениях. Это объясняется тем, что месторождения, приуроченные к структурам первого и второго

порядков, как правило, открываются на более ранних этапах нефтепоисковых работ, а нижележащие горизонты осадочного чехла в основном оказываются исследованными, так как большинство глубоких скважин бурятся до кристаллического фундамента. Ориентировка на поиски мелких, сложнопостроенных залежей требует применения более совершенных методов исследования, позволяющих с высокой точностью определять места заложения глубоких скважин.

3. На поздней стадии развития региона, как правило, приходится выходить с геологоразведочными работами в менее перспективные районы. Это обуславливается районированием территорий по степени перспектив нефтегазоносности и естественным первоочередным освоением более перспективных площадей, что также снижает возможности подготовки новых запасов.

4. Со временем, по мере освоения региона, в подготавливаемых запасах увеличивается доля трудноизвлекаемых и уменьшается доля активных запасов нефти. Следовательно, снижается эффективность геологоразведочных работ.

Все изложенные факторы, безусловно, осложняют задачу подготовки новых запасов для обеспечения оптимальной добычи нефти.

Однако и в этой стадии имеются большие возможности для повышения эффективности геологических исследований за счет совершенствования научного прогноза нефтеносности и методики ГРР. Об этом свидетельствует опыт Татарстана. Здесь в 1972г. эффективность поисково-разведочных работ в республике резко снизилась: уменьшилось число открытий, снизилась их ценность, ухудшились технико-экономические показатели ГРР, планы прироста запасов не выполнялись. Анализ причин падения эффективности ГРР, сделанный геологами объединения и ТатНИПИнефть, показал, что прогрессивная в начальном этапе методика ГРР, ориентированная на поиски крупных месторождений, исчерпала свои возможности и стала тормозом развития работ в новых, более сложных условиях. Дело в том, что эта методика, высокоэффективная для поисков нефтяных месторождений типа Ромашкинского, Ново-Елховского, Бондюжского, оказалась практически непригодной для поисков мелких месторождений, которые становились основными объектами разведки.

Большие расстояния между разведочными скважинами и редкая сеть сейсмопрофилей не позволили минимальным метражом оконтурить выявленное месторождение. Для этого требовалось сгущение сети сейсмопрофилей и бурение дополнительных разведочных скважин между первооткрывательницей и пробуренными законтурными скважинами.

Несбалансированность объемов глубокого и структурного бурения, а также сейсморазведки приводила к систематическому отставанию подготовки площадей от темпов глубокого бурения и снижению доли поискового метража. Поэтому часть метража бурилась без достаточного геологического обоснования, то есть некоторые скважины по существу закладывались методом «дикой кошки».

Выбор направлений геологоразведочных работ оказался недостаточно обоснованным. Повторный выход с большим объемом глубокого бурения в малоперспективные районы западного Татарстана, в целях поиска новых высокоперспективных земель, оказался неудачным. Все это потребовало изменения стратегии и тактики геологоразведочных работ в Татарстане, что и было сделано на четвертом этапе ГРР.

Прежде всего, были обобщены результаты геологоразведочных работ и произведена переоценка перспектив нефтегазоносности отдельных районов республики. Уточнены прогнозные ресурсы нефти по тектоническим элементам и стратиграфическим комплексам. Существенно изменены направления нефтепоисковых работ. Все работы вновь были сосредоточены в пределах высокоперспективных земель восточного Татарстана.

Научной основой ГРР стала совокупность идей о формировании некомпенсированных прогибов Камско-Кинельской системы (ККСП), о роли тектонических и седиментационных факторов в формировании структур (М.Ф.Мирчинк, О.М.Мкртчан, Р.О.Хачатрян и др.). Практическое внедрение новых научных разработок позволило установить морфогенетические типы локальных поднятий, выявить закономерности их размещения, обосновать эффективную методику поисков нефти в отложениях нижнего карбона. Обоснование существенной роли визейских эрозионно-карстовых врезов в формировании залежей нефти в отложениях нижнего карбона явилось важным нефтепоисковым признаком для выявления новых месторождений и залежей. В связи с этим основным объектом нефтепоисковых работ стали отложения карбона, в которых в дальнейшем было подготовлено 90% общего объема запасов.

Было произведено коренное изменение методики геологоразведочных работ – структурного и глубокого бурения, сейсморазведки применительно к основным объектам нефтепоисков. Созданы новые методы подготовки площадей для глубокого бурения, приемы и способы обработки материалов сейсморазведки, а также усовершенствованы методы изучения разреза бурящихся скважин.

В решение этих важнейших задач большой вклад внесли ученые и геологи-производственники Е.Д.Войтович, Э.З.Бадамшин, Н.Г.Абдуллин, С.Н.Мельников, Л.З.Аминов, Г.М.Донов, Э.П.Халабуда, Е.Б.Грунис, Б.В.Симакин, В.П.Степанов и др.

Большое значение имело совершенствование техники и технологии геологических исследований, позволившее создать новую техническую базу для повышения эффективности разведочных работ. Росту эффективности нефтепоисковых работ способствовало создание группой ученых Москвы, работников науки и производства Татарстана новой высокоэффективной методики доразведки разрабатываемых месторождений, предусматривающей повышение роли эксплуатационного бурения и пробуренных ранее эксплуатационных скважин в поисках и разведке новых залежей нефти. Увеличение нагрузки на эксплуатационные скважины (отбор керна, грунтов, испытание в процессе бурения и т.д.) для изучения разреза и исследование новыми методами старых скважин позволяет минимальными затратами обеспечить подготовку новых запасов нефти, а бурение оценочных скважин – совместить задачи разведки и эксплуатации месторождений.

Большая заслуга в решении этих вопросов принадлежит С.А.Султанову, Э.И.Сулейманову, О.Л.Кузнецову, В.С.Суетенкову, Р.С.Шайхутдинову, Ш.Г.Киреева, В.М.Юдину, В.Ф.Базиву, С.П.Пустовойту, К.Е.Агафонову , А.С.Школьникову, Ю.Э.Киршфельдту, Ю.С.Шимелевичу, Д.Ф.Беспалову, Н.А.Плотникову, И.И.Нагуманову, А.Е.Алееву, Г.М.Донову, Е.З.Зорину, Ю.В.Кормильцеву, Л.Н.Воронкову и др.

Были созданы эффективные методы разведки и подготовки запасов в различных геологических условиях. Одна методика для крупных месторождений, контролируемых структурами первого и второго порядков (I группа) и другая – для месторождений, приуроченных к локальным структурам (II группа).

Первая методика ГРР учитывает особенности геологического строения выделенных групп месторождений. На основании обобщения опыта разведки крупных

месторождений (Ромашкинского и Ново-Елховского) научно обоснована комплексная методика подготовки к разработке объектов I группы, заключающаяся в поэтапном проведении ГРР, целенаправленной работе по обобщению всех материалов геолого-геофизических исследований, повышении роли эксплуатационного бурения, изучении базисного и особенно вышележащих объектов за счет применения новой техники и технологии, в проведении ОПР по выбору наиболее эффективных систем воздействия на пласт и оптимальных сеток скважин, широком внедрении разработанной новой высокоэффективной методики доразведки эксплуатируемых месторождений [1].

Одновременно была создана новая методика подготовки к разработке небольших месторождений, позволившая повысить эффективность дальнейшего эксплуатационного бурения. Сущность ее заключается в объединении месторождений по геологическим признакам в группы, проведении предварительной разведки по этим группам, детальной разведке по принятой методике ГРР отдельных, наиболее типичных залежей, оперативном подсчете запасов, составлении проекта и осуществлении опытной эксплуатации пробуренных скважин, разбуривании всей предварительно оконтуренной части равномерной сеткой структурных скважин с расстояниями, равными расстоянию между будущими эксплуатационными скважинами (либо проведении детальной сейсморазведки), составлении техсхемы разработки (ТСР), предусматривающей решение задач доразведки, эксплуатационном разбуривании и подсчете запасов.

Применение этой методики позволяет ускорить подготовку месторождений к разработке за счет уменьшения в 4-5 раз объемов разведочного бурения, детальных исследований на этапе предварительной разведки и исключения переразведки; обеспечить качественную подготовку запасов с использованием материалов эксплуатации разведочных и добывающих скважин; повысить эффективность эксплуатационного бурения (по числу удачных скважин она составила 96-99%, против 30-35% до ее внедрения) [2].

Применение новой методики разведки и доразведки крупных месторождений оказалось наиболее эффективным. Только на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях было сэкономлено более 3 млн. м разведочного бурения, подготовлено более 700 млн.т запасов промышленных категорий и 80 млн.т категории C_2.

За работу «Создание и внедрение высокоинформативных импульсных методов широкополосного акустического и нейтронного каротажа для повышения эффективности, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений» группа производственников и ученых Москвы и РТ была удостоена Государственной премии СССР за 1982 год.

Для повышения эффективности геологоразведочных работ были осуществлены и организационно-технические меры. В практику работ нефтегазодобывающих управлений введено планирование прироста запасов нефти категорий А + В, C_1 и C_2.

Научное планирование стало производиться с участием ведущих ученых республики, головного института ИГ и РГИ и производственников.

Для усиления доразведки разрабатываемых месторождений при объединении «Татнефть» был создан совет по доразведке, включающий специалистов объединения и его предприятий, геофизиков, ученых Казани и Москвы. Одновременно были созданы рабочие группы с привлечением специалистов различного профиля для обобщения материалов геолого-геофизических исследований и выработки конкретных рекомендаций по совершенствованию ГРР.

Все эти меры позволили существенно повысить эффективность нефтепоисковых работ в республике. Эффективность глубокого бурения возросла в 1,5-1,7 раза, стоимость тонны подготовки запасов снизилась. Число удачных (нефтяных) скважин в глубоком бурении увеличилось с 40-45 до 75-80% и является самым высоким в стране.

Проведенные мероприятия по улучшению научного обоснования направлений, совершенствованию методики и повышению эффективности геологоразведочных работ заложили реальную основу для воспроизводства запасов нефти и технико-экономических показателей ГРР в республике.

Осуществленные в начале 70-х годов прошлого столетия научно-методические разработки и организационные меры позволили существенно увеличить приросты запасов против кризисного уровня 1972г. (рис. 6.1). Они могли бы быть существенно больше, если бы мы показывали в отчетности весь реально обеспеченный прирост запасов. Это объясняется установленными в то время правилами – «больше запасов – больше план добычи нефти», который во все года советского периода и без того был крайне напряженным и выполнялся с большим трудом. Все эти резервы были использованы в годы рыночных реформ, когда в большинстве случаев обеспечивалось не только простое, но и расширенное воспроизводство запасов. До настоящего времени эти резервы полностью не использованы.

Практика показывает, что прогнозные ресурсы и оценки по мере изучения непрерывно возрастают и Республика Татарстан классическое подтверждение этого. Здесь совершенствование техники и технологии нефтепоисковых работ, оптимизация всего процесса разведки, применение прогрессивной методики доразведки, накопление и обобщение всех данных геологических исследований позволили за последние 25 лет прошлого столетия прирастить разведанные запасы, в 1,5 раза превышающие подсчитанные ранее прогнозные ресурсы, а величина последних не только не уменьшилась, а увеличилась в 2,8 раза. Результаты поистине ошеломляющие. Все это сделано за счет новых подходов, становящихся в настоящее время в Татарстане традиционными. А именно: за счет совершенствования техники и технологии нефтепоисковых работ, оптимизации всего процесса геологоразведочных работ, применения прогрессивной методики доразведки, систематического обобщения всех данных геолого-геофизических исследований с последующей корректировкой направлений и методов ведения ГРР.

Раньше мы всегда оценивали степень опоискованности недр около 92%, а к концу прошлого столетия – всего 72%. Парадокс! Нет, закономерность. Из этого можно сделать вывод: в известных, перспективных районах, каким является РТ, по мере увеличения разведанных запасов, перспективные и прогнозные ресурсы имеют тенденцию к росту. Это характерно в целом для всех стран, осуществляющих добычу нефти. Причина – совершенствование методов геологических исследований и появление новых геологических идей [3].

К сожалению, в результате дальнейшего роста опоискованности недр и усложнения условий ГРР, мер, разработанных в 70-х годах прошлого столетия, сегодня уже недостаточно. Нужны новые подходы, новые идеи, новая философия, стратегия и тактика ГРР.

Стратегия и тактика геологоразведочных работ по Р.Х.Муслимову должны строиться с учетом тесной увязки необходимых объемов добычи и потребления с возможностями расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Стратегия расширенного воспроизводства запасов на длительную перспективу должна предусматривать проведение работ в трех направлениях.

Во-первых, дальнейшее изучение и опоискование залежей нефти в традиционных объектах разведки (применительно к Татарстану – это отложения девона и карбона).

Во-вторых, геологическое изучение нефтегазоносности нетрадиционных объектов – глубокозалегающих пород кристаллического фундамента и рифей-вендских осадочных отложений, пермских битумов.

В-третьих, проведение широкомасштабных работ по повышению нефтеизвлечения, что уже становится новым, важнейшим направлением повышения ресурсной базы старых нефтедобывающих районов.

По первому направлению широко применяются традиционные методы нефтепоисковых работ: районирование территории по степени перспектив нефтегазоносности, оптимизация процесса геологоразведочных работ, совершенствование методики ГРР.

Основным путем повышения эффективности геологоразведочных работ является оптимизация всего процесса в целом, начиная от стадии геологопоисковых работ и кончая составлением проекта разработки месторождения. Критерием оптимизации всего процесса геологоразведочных работ является получение максимального объема подготовленных к разработке запасов при минимуме затрат на геологопоисковые и поисково-разведочные работы и наименьших экономических потерях при разработке. Задачи оптимизации различны на разных стадиях геологоразведочных работ. При подготовке площадей к нефтепоисковым работам и бурении поисковых скважин основной задачей является выявление максимального количества залежей при минимуме затрат на геолого-геофизические исследования и глубокое бурение. На стадии разведки и подготовки к разработке – достижение достаточной степени изученности месторождения при минимуме затрат на разведку и наименьших экономических потерях при разработке. Под достаточной степенью изученности мы понимаем такую изученность месторождения, которая позволяет составить техсхему разработки и обеспечить высокую эффективность дальнейшего эксплуатационного бурения.

Высокая эффективность ГРР в РТ объясняется тем, что мы вели разведку и доразведку на старых площадях, используя новые методы. Ранее же разведка велась на новых площадях с использованием старых методов.

Сейчас настало время использовать нетрадиционные подходы на традиционных объектах разведки, которые имеют большие возможности расширения ресурсной базы Татарстана.

Проведенными в Татарстане работами доказана промышленная нефтеносность 26 и перспективная нефтеносность 6 стратиграфических горизонтов, открыто более 160 нефтяных месторождений, объединяющих более 2800 залежей. Выявлены основные закономерности размещения и формирования залежей нефти, изучены особенности геологического строения недр, оценены перспективы различных стратиграфических комплексов пород и отдельных районов республики, определены прогнозные и перспективные запасы нефти и битумов.

Однако геологическая изученность территории Республики Татарстан неравномерна как по площади, так и по разрезу.

Если в целом по республике одна глубокая скважина приходится на 17,5 км^2, в восточной, перспективной части республики – на 11,2 км^2, то в западной, менее перспективной – более чем на 90 км^2 территории. Следует подчеркнуть, что на хорошо исследованной восточной части республики на фоне детально изученных площадей выделяется большое количество слаборазведанных участков, на которых сегодня открываются новые нефтяные месторождения. Возможности выявления новых месторождений на слабоопоискованных территориях востока Татарстана нами оцениваются как достаточно высокие.

По разрезу наиболее детально изучены терригенные и слабокарбонатные отложения. Последние составляют около 75% разреза осадочного чехла. Результаты геологоразведочных работ по поискам и разведке залежей нефти в карбонатных отложениях последних 20 лет показывают, что эти комплексы пород в восточных районах Татарстана являются реальным резервом прироста запасов нефти.

Таким образом, несмотря на относительно высокую изученность территории республики, до настоящего времени в ней имеются слабо разведанные перспективные земли и слабо изученные части разреза в традиционных объектах нефтепоисковых работ – осадочных образованиях девона и карбона.

По сложившейся традиции [4] земли республики по степени перспективности были поделены на две области – перспективную восточную и малоперспективную западную.

Поскольку нас не устраивало общепринятое деление территории Татарстана на две области – западную и восточную, для более объективного обоснования направлений ГРР мы разделили территорию республики на три обширные области: восточную – высокоперспективную, центральную – перспективную и западную – менее перспективную (к этой классификации больше подходит нефтегеологическое районирование территории, приведенное С.С.Эллерном [5]) (см.рис. 4.2).

По степени и характеру геологической изученности земли РТ можно разделить на следующие группы:

1. В основном оцененные (эксплуатационные) площади в контуре нефтеносности выявленных месторождений.
2. Недостаточно опоискованные высокоперспективные восточные территории.
3. Возможно перспективные слабоизученные земли.
4. Малоперспективные территории.

Первая группа земель составляет около 15% всей территории республики. Перспективы прироста запасов здесь связаны с поисками нефти в локально нефтеносных отложениях палеозоя с установленной нефтеносностью и с выявлением новых нефтеносных горизонтов в основном в карбонатных отложениях. Эти земли можно разделить на две подгруппы: разбуренные и не разбуренные эксплуатационной сеткой скважин. Поиски залежей на месторождениях первой подгруппы ведутся в основном за счет использования старого фонда скважин, а второй – за счет бурения оценочных и эксплуатационных скважин по вышеизложенной методике для мелких месторождений. Разведочный метраж на этих землях практически не используется.

Недостаточно опоискованные перспективные земли являются основным объектом нефтепоисковых работ и резервом подготовки запасов. Эта группа подразделяется на две подгруппы: высокоперспективные и перспективные земли.

К высокоперспективным землям отнесены районы, имеющие благоприятные в тектоническом и фациальном отношении условия для нефтегазонакопления и выявления промышленных скоплений нефти в регионально нефтеносных горизонтах. Это по-прежнему западный, северный и южный склоны Южно-Татарского свода, юго-восточный склон Северо-Татарского свода и восточный борт Мелекесской впадины.

Нефтегазоносная область Южно-Татарского свода, несмотря на высокую изученность, обладает значительными перспективами не только в каменноугольных, но и в девонских отложениях. Среди них большой интерес представляют карбонатные и терригенные комплексы пород. В пределах установленных нефтеносных зон существовали наиболее

благоприятные геологические условия и происходило максимальное накопление нефти с полным или частичным заполнением всех локальных поднятий и неструктурных ловушек.

На западном склоне Южно-Татарского свода предстоит на новых локальных поднятиях осуществить поиски и доразведку залежей нефти в муллинско-пашийско-тиманском, турнейском, визейском, серпуховско-верейском и других комплексах пород.

На северном склоне Южно-Татарского свода, в строении которого также участвуют прибортовые зоны Нижнекамского прогиба, сохраняют актуальность дальнейшие поиски месторождений на седиментационных и седиментационно-тектонических поднятиях. Здесь ожидается открытие целого ряда небольших по запасам месторождений с залежами во всех продуктивных комплексах девона и нижнего карбона.

Весьма перспективна территория восточного борта Мелекесской впадины. Здесь дальнейшие перспективы поисков месторождений связываются с залежами преимущественно в каменноугольных отложениях на новых поднятиях, выявляемых сейсморазведкой. В границах потенциально нефтеносных зон необходимо проводить разведку на более крупных и контрастных структурах, установленных по отражающему горизонту У.

В нефтегазоносной области Северо-Татарского свода наибольший интерес представляют поиски залежей нефти в терригенных и карбонатных отложениях девона на Кукморском выступе (Дигитлинская, Кирменская, Кабык-Куперская, Нижне-Шуньская зоны). Структурные предпосылки в совокупности с другими геологическими факторами позволяют надеяться на открытие новых залежей нефти. Необходимо продолжить поиски в оправдавших себя направлениях: в Шийской, Грахово-Шурнякской, Сарсакской, Кучуковской, западной части Елабужской и в других зонах, в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода.

К перспективным нами отнесены земли, благоприятные для нефтенакопления, в пределах которых выявлены промышленные залежи нефти небольших размеров. Это северо-восточный и восточный склоны Южно-Татарского свода. При этом относительно благоприятными структурными предпосылками поисков месторождений располагает северо-восточный склон Южно-Татарского свода, в пределы которого заходят прибортовые участки Актаныш-Чишминского прогиба. На этой территории положительно оцениваются перспективы девонских и каменноугольных комплексов. Здесь ожидается открытие месторождений в высокоамплитудных рифогенных поднятиях с большим этажом нефтеносности.

Расположенные к востоку, в депрессионной части внутриформационного прогиба потенциально нефтеносные зоны по перспективности уступают рассмотренным выше в связи с пологим строением локальных поднятий и малой плотностью их размещения.

На восточном, юго-восточном и южном склонах Южно-Татарского свода перспективы связаны с небольшими месторождениями в отложениях девона и нижнего карбона. Разведочные работы следует осуществлять на слабоизученных участках.

Недостаточно опоискованные перспективные земли составляют 44,1% территории республики. Геологоразведочные работы на них планируется проводить с использованием всего арсенала имеющихся методов геофизики, глубокого бурения. Здесь применяются отработанные методы разведки и доразведки мелких месторождений. В первую очередь нефтепоисковые работы направлены на поиски залежей нефти структурного типа, а затем, в ближайшей перспективе через 5-7 лет, и в неструктурных ловушках.

Как показал анализ, на 50% площадей этой группы земель изученность сейсморазведкой не достаточна для полного выявления и подготовки всех рентабельных для постановки глубокого бурения поднятий. На детально изученных участках установлено, что с повышением плотности сейсмопрофилей количество выявляемых поднятий возрастает. В результате проведенных работ со сгущением сейсмопрофилей плотность выявленных поднятий увеличилась более чем вдвое. Одновременно степень достоверности поднятий возрастает на 20-25%.

Возможно перспективные слабоизученные земли – площади, благоприятные для нефтенакопления, на которых отмечены интенсивные нефтепроявления или открыты единичные промышленные залежи нефти. Площадь этих земель составляет 13,7% территории республики. Сюда относится центральная часть республики (Ковалинский блок Северо-Татарского свода и западный борт Мелекесской впадины).

По данным редкой сети скважин, Ковалинский выступ фундамента представляет собой крупное поднятие, характеризующееся резко сокращенной мощностью или полным отсутствием продуктивных девонских терригенных отложений. Однако в силу резкой расчлененности рельефа поверхности фундамента песчаные породы могли сохраниться в грабенообразных девонских прогибах и на склонах локальных выступов. Поэтому участки пересечения положительных структур с грабенообразными прогибами могут представлять нефтепоисковый интерес. С другой стороны, определенными перспективами обладают здесь и нижние горизонты карбонатного девона (семилукский, речицкий), особенно в пределах небольших куполов, связанных с дизъюнктивными нарушениями. Тектоническое развитие Ковалинского выступа благоприятствовало формированию линейных структурных зон, которые имеют меридиональное простирание.

На западном борту Мелекесской впадины перспективные и возможно перспективные зоны прогнозируются на месте Пичкасско-Бугровского вала, а также на участках сочленения впадины с Казанско-Кажимским авлакогеном и Токмовским сводом. Перспективность этих зон аргументируется благоприятными структурными предпосылками.

Методика нефтепоисковых работ в этих районах должна предусматривать проведение исследований дистанционными методами, региональные геолого-геофизические и площадные сейсморазведочные работы на перспективных площадях, выявленных по данным региональных исследований с обязательным добавлением современных прямых методов обнаружения залежей нефти.

В целом особняком стоят вопросы оценки перспектив нефтеносности западных земель РТ.

Концентрация ГРР в течение 1975-1990гг. в наиболее перспективных областях Восточного Татарстана (на Южно-Татарском своде, восточном борту Мелекесской впадины, юго-восточном склоне Северо-Татарского свода) позволила, прежде всего, выявить и подготовить для глубокого бурения на так называемых старых площадях, считавшихся хорошо изученными, более 400 локальных поднятий. Это в 1,5 раза больше, чем за всю предыдущую историю ГРР (1938-1973гг.) в данном регионе. Методика картирования локальных поднятий-ловушек [2], разработанная на основе изучения основных особенностей геологического строения и локального структурного плана рассматриваемых тектонических

регионов, обеспечила не только резерв структур, но и высокую достоверность и надежность их подготовки. Успешность открытия залежей при опоисковании этих поднятий, имеющих благоприятное геолого- и географо-экономическое положение, вместе с другими факторами способствовала тому, что для добычи 2-го млрд.т нефти в Татарии понадобилось времени в 2,5 раза меньше, чем для 1-го млрд.т.

Заманчивая идея паритетности перспективных земель востока и запада Татарстана или возможности расширения западных границ перспективных территорий была причиной постоянного внимания геологов и производственников к западу РТ. Геологическое строение территории, примыкающей с запада к перспективным, восточным землям, изучалось неоднократно и в несколько этапов. Западная Татария, занимавшая по представлениям середины прошлого столетия около трети территории республики, в геотектоническом отношении весьма неоднородна и включает несколько крупных, принципиально отличных по своему строению элементов: малоперспективных для разведки на нефть – Казанско-Кировский прогиб, Казанскую седловину, Токмовский свод (восточный склон) и перспективных – часть Северо-Татарского свода.

Все эти структуры западного Татарстана составляют западную часть Волжско-Камской антиклизы. Со многими тектоническими элементами палеозойского структурного этажа восточных областей антиклизы связаны нефтегазоносные районы Волго-Уральской провинции. Поэтому и западная часть данного крупного региона изучалась главным образом с целью геологической оценки перспектив нефтегазоносности и обоснования постановки геологоразведочных работ.

Необходимо отметить, что первоначально геологическое изучение территории Татарстана глубоким бурением началось с западных районов республики. Однако после открытия в 1943г. нефти в Шугурах все объемы ГРР сосредоточились на востоке РТ. Это продолжалось до 1965г. и эффективность их была высокой.

В 1965-1972гг. значительная часть работ (24% общего объема глубокого и 18% структурного бурения) была переориентирована на изучение западных районов республики. Это привело к снижению в 1,5-2 раза эффективности геологоразведочных работ в целом по республике. Технико-экономические показатели ГРР резко ухудшились.

Подготовка площадей для глубокого бурения велась структурными бурением, грави-, электро-, магнито- и частично сейсморазведкой МОВ, а также глубоким параметрическим бурением, т.е. применялся весь имевшийся в тот период комплекс малоэффективных с современных позиций методов.

В целом геологоразведочные работы в западных районах для того времени были проведены на достаточно высоком уровне и, когда в 1972 году на геологическом совещании в г.Казани обсуждались результаты этих исследований, единодушно было принято решение о прекращении работ в этом районе и отнесении северной, наиболее изученной части Казанско-Кировского прогиба и его обрамления к категории бесперспективных, а южной, менее изученной части прогиба, к малоперспективным землям.

Таким образом, повторный выход с геологоразведочными работами в принципе не изменил отрицательную оценку территории, данную большинством исследователей-производственников еще в 50-х годах прошлого столетия. Всего в этом регионе было пробурено 297 глубоких скважин (около 600 тыс.м), из которых 70% за период повторных работ, опоисковано 40 поднятий, изучены различные геологические условия, проверены все благоприятные предпосылки, вплоть до отдельных зон выклинивания. Только в восточной части (Привятский район) было выявлено 12 небольших залежей в девоне. Несмотря на отрицательные результаты ГРР, ценность полученного фактического материала для районирования территории республики по степени перспективности и обоснования направления дальнейших нефтепоисковых работ оказалась достаточно весомой.

В последние годы в связи с возрастающей необходимостью наращивания новых запасов нефти западная территория республики вновь привлекла внимание специалистов. Одна группа исследователей потенциальную нефтеносность земель ограничивает зоной распространения только пашийских отложений, другая – зонами распространения терригенных отложений девона, третья – учитывает и карбонатные отложения девона и карбона. Обзор представлений и взглядов на перспективу добычи нефти в различных регионах Западной Татарии дал основание [2] считать неправомерными установленную границу перспективных земель Татарстана и деление их на две зоны: западную – малоперспективную и восточную – перспективную.

Основная часть пустых локальных поднятий находится на крайнем западе республики, где отсутствуют (или слабо развиты) нефтепроявления. Это обусловлено геологическими особенностями слабоизученных регионов Татарстана. Поэтому прогноз нефтеносности вряд ли нужно сводить лишь к благоприятным структурным признакам. По мнению многих исследователей, формирование скоплений нефти зависит от целого ряда факторов – литолого-фациального, тектонического, гидрогеологического и других, – среди которых тектонический и палеотектонический играли ведущую роль. Они не только создавали ловушки и пути миграции углеводородов, но и контролировали другие условия нефтеносности.

Региональные предпосылки аккумуляции в значительной мере определялись общей тектонической обстановкой, а зональные и локальные – литофациальными, структурными и другими факторами.

Решающая роль принадлежала генетическому фактору, значение которого заключается в прогнозе источников углеводородов для девонских и каменноугольных отложений и установлении границ ареалов нефтеносности. Прогноз, естественно, должен основываться на знании общих генетических связей и закономерностей формирования скоплений углеводородов.

Основываясь только на органической теории происхождения нефти, можно сказать, что нахождение существенных скоплений нефти в западных районах республики вряд ли следует ожидать. А придерживаясь абиогенной теории, можно было бы прогнозировать возможность поиска достаточно крупных скоплений нефти. Однако, придерживаясь сформированной нами стратегии поисков эндогенной нефти через благоприятные для нефтенакопления структурные формы осадочного чехла, нужно признать перспективы нефтегазоносности западных районов недостаточными для постановки ГРР. Хотя вероятность обнаружения нефти в самих породах кристаллического фундамента здесь достаточно велика. Но в настоящее время и в этом вопросе надо отдать приоритеты восточным районам республики.

В западных регионах Татарстана и в сопредельных областях нефтебитумопроявления различной интенсивности установлены на Кукморском выступе Северо-Татарского свода (девон, карбон, пермь), в границах западного борта Мелекесской впадины (карбон, пермь), а также в девонских отложениях Казанско-Кажимского авлакогена (на территории

Республики Марий Эл и Кировской области). Эти нефтепроявления подтверждают существование процессов миграции углеводородов в палеозойских комплексах на западе республики и за ее пределами.

С точки зрения литолого-фациального фактора геологические разрезы палеозойских отложений ряда западных малоизученных регионов отличаются от восточных аналогов отсутствием большей части девонской терригенной толщи (Северо-Татарский, Токмовский своды), наличием перерывов в осадконакоплении, выпадением отдельных литологических пачек и другими особенностями. Однако эти отличия не исключают возможности формирования залежей нефти в Усть-Черемшанском прогибе, на западном борту Мелекесской впадины и Кукморском выступе Северо-Татарского свода, где литофациальные условия были более благоприятные.

К благоприятным факторам также относятся: наличие устойчивых во времени региональных наклонов палеозойских слоев от сводовых поднятий в сторону древних впадин, высокая степень совпадения структурных форм чехла и кристаллического фундамента (Северо-Татарский свод), развитие положительных структур во всех тектонических зонах.

В комплексе предпосылок регионального значения важное место занимают дизъюнктивные нарушения фундамента. На западе Татарстана разломы участвуют в строении Казанско-Кажимского авлакогена, Северо-Татарского свода и Мелекесской впадины. Их влияние на осадочный чехол особенно ярко выражено в формировании тектонических структур, литофациальных зон и возможных путей для вертикальной миграции флюидов. Установленную связь нефтеносности с разломами можно рассматривать в числе признаков регионального прогноза и на части территории западного Татарстана.

К благоприятным гидрогеологическим факторам регионального значения в западных малоизученных регионах республики также относятся: присутствие выдержанных в пространстве гидрогеологических комплексов с обособленными химическими, физическими и геотермическими параметрами; наличие в пластовых водах растворенных углеводородных газов, пониженная вертикальная циркуляция пластовых вод, возрастание напоров пластовых вод с глубиной и др. Важно подчеркнуть, что гидрогеологические параметры западных регионов сходны с их аналогами на востоке Татарстана [6].

Рассмотренная группа региональных критериев в сочетании с благоприятными структурными предпосылками позволяет выделить главные направления дальнейших поисков месторождений нефти в малоизученных регионах западной части республики. На их основе можно констатировать, что наилучшими региональными условиями аккумуляции, главным образом в каменноугольных отложениях, характеризуется Усть-Черемшанский прогиб ККСП в зонах развития его девонских бортов. Здесь предстоит на большом числе рифогенных седиментационных поднятий осуществить поиски нефти в визейско-турнейском, башкирско-верейском комплексах пород и, возможно, в карбонатном девоне.

Поиски нефти в девонской терригенной толще следует проводить на Кукморском выступе, в отдельных зонах Ковалинского выступа Северо-Татарского свода и в части Казанско-Кажимского авлакогена.

Благоприятные предпосылки нефтеносности в девонских и каменноугольных отложениях связаны также с некоторыми мелкими поднятиями западного борта Мелекесской впадины. Региональные условия аккумуляции здесь в значительной мере определялись общей структурно-тектонической обстановкой, развитием Усть-Черемшанского и Буинского прогибов [6].

Указанное дает основание рассматривать перспективные зоны и объекты в качестве достаточно надежных геологических критериев оценки нефтегазоносности региона, сузив ареал развития перспективных земель. Исходя из изложенного, в настоящее время наряду с сосредоточением основных объемов ГРР в восточных районах РТ необходимо вести нефтепоисковые работы и в центральной части республики, комплексируя сейсморазведку с новыми методами прямых поисков скоплений углеводородов, а также с применением альтернативных способов обработки материалов сейсмических исследований. При этом одновременно вести исследовательские работы по поиску методов разработки мелких залежей высоковязких нефтей. Без этого выявляемые месторождения могут оказаться нерентабельными для эксплуатации.

Менее перспективные западные районы РТ нуждаются в дополнительном анализе геологических материалов и отработке более эффективных методов геолого-геофизических исследований. Это районы следующей очередности изучения (после опоискования основных территорий центральной части Татарстана) и отработки новой методики ГРР.

Оценка перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории по совокупности перечисленных критериев позволила обосновать оценку перспективных ресурсов нефти категории C_3 в западном Татарстане [7].

Структурно-тектонические, литолого-фациальные и геохимические особенности строения основных продуктивных горизонтов девона и карбона, а также характер залегания и зонального распространения пластов-коллекторов (рис. 6.2), нефтеносности разреза явилось основой построения карты плотности перспективных (возможных) ресурсов нефти категории C_3.

В итоге [7] получены следующие плотности (в условных единицах) перспективных (возможных) ресурсов категории C_3 суммарно для пластов-коллекторов карбонатных и терригенных отложений девона и карбона: 5-30, 30-75, 75-150, 150-250 и 250-400. Эти значения вполне четко ранжируются в соответствии с разработанной и принятой в 1983г. «Классификацией запасов и ресурсов нефти». Таким образом, была построена карта удельных плотностей ресурсов C_3 (рис. 6.3), позволяющая выявить:

– четко выраженную зональность в распределении ресурсов в виде протяженных, различных по площади и конфигурации зон, ориентированных в основном в двух ортогональных направлениях – северо-восточном и северо-западном, реже – субмеридиональном или субширотном;

– определенную закономерность в изменении величины ресурсов C_3, приуроченности зон различной плотности в пределах структурно-тектонических элементов второго порядка.

Ранжирование по плотности ресурсов категории C_3 (зональность их распределения) положена в основу районирования земель по степени их перспективности. Всего в пределах рассматриваемой территории выделены три категории земель (рис. 6.3):

I. Рентабельные земли с плотностью ресурсов от 100 до 350-400. Они представляют собой как бы внешнее полукольцо месторождений и залежей, могут стать значительным резервом открытия новых запасов. Достаточно высокая плотность ресурсов (на некоторых участках до 250-500), благоприятное геологическое (спутники месторождений) положение, структурно-тектоническое (валы и прибортовые зоны прогибов Камско-Кинельской системы), литолого-фациальное (зоны распространения пластов-коллекторов всех

Рис.6.2. Карта районирования земель по степени перспективности: 1 – границы тектонических элементов первого порядка; 2 – их склонов и бортов; границы прогибов ККС: 3 – осевая; 4 – внутренняя прибортовая; 5 – границы земель различных перспектив и категорий – I– рентабельные, II – перспективные, III – малоперспективные; зоны расположения пластов-коллекторов; 6 – терригенных и карбонатных отложений девона и карбона; 8 – терригенных отложений девона и карбонатных отложений девона и карбона; 9 – терригенных отложений карбона и карбонатных отложений девона и карбона; 11 - терригенных отложений девона; 12 – терригенных отложений карбона; 13 – зоны и участки отсутствия пластов-коллекторов в девоне и карбоне

Рис. 6.3. Карта плотности ресурсов нефти категории C_3 по состоянию на 1.05.1990 г. (*по Исхаковой Н.С.*): границы:
1 – тектонических элементов первого порядка, их склонов (а) и бортов (б); *2* – внутренних прибортовых зон прогибов ККС; *3* – земель перспективных и прогнозных ресурсов нефти категории С3 с удельной плотностью (в условных единицах): *4* – от 0,05 до 0,1; *5* – от 0,3 до 0,75; *6* – от 0,75 до 1,5; *7* – от 1,5 до 2,5; *8* – от 2,5 до 3,0; *9* – земель, различной категории перспективности; земли: *I* – рентабельные, *II* – перспективные, *III* – малоперспективные, земли прогнозных ресурсов: *10* – категории $Д_1$ (гипотетические, теоретические); *11* – категории $Д_2$ (умозрительные); *12* – категории $Д_2$ (приграничные прогнозные)

продуктивных горизонтов девона и карбона) строение позволяют считать земли этой категории вполне реальным резервом пополнения запасов нефти.

II. Перспективные земли с плотностью ресурсов от 30-75 (в прогибах) до 75-150 (на валах). Это прежде всего районы, непосредственно примыкающие к зоне категории I, являющиеся разделом между землями категорий I и III, протягивающиеся обширной полосой и опоясывающие более перспективные зоны с запада.

III. Малоперспективные земли с плотностью ресурсов от 5-30 до 30-75. Сюда включены земли со спорадическими битумопроявлениями в разрезе, но относительно благоприятные по особенностям структурно-тектонического и литолого-фациального строения.

Остальная часть земель оценена качественно прогнозными ресурсами категории Д: гипотетические – $Д_1$ и умозрительные – $Д_2$ [4].

Таким образом, качественная (критерии нефтеносности) и количественная (плотность ресурсов $С_3$) оценки территории западного Татарстана позволили значительно дифференцировать и повысить категорийность земель, расширить границы рентабельных и перспективных зон, выбрать и обосновать приоритетные направления работ в западной части Татарстана, рассматривать этот регион как потенциальный резерв прироста запасов нефти [4, 8].

Однако этот потенциал, очевидно, невелик. О низком потенциале нефтегазоносности западных районов Татарстана говорят факты о существенных отличиях их от восточных районов республики. На западе земная кора характеризуется значительно меньшей расслоенностью, представляя собой однородную среду, рассеченную на отдельные блоки узкими сквозными зонами. Восток же характеризуется высокой неоднородностью и расслоенностью земной коры. Эти различия в строении кристаллического фундамента очевидны. Об этом же говорит суммарное низкое количество углеводородных газов в водах осадочного чехла западных районов РТ. Оно даже ниже содержания УВ-газов в водах кристаллического фундамента востока Татарстана.

Сегодня настало время более глубоко изучить причины неудач ГРР в западных районах РТ как с геологических, так и методических позиций. Действительно, геологическое строение территории оказалось более сложным, чем это представлялось нам раньше (несовпадение структурных планов, отсутствие крупных объектов, выклинивание перспективных толщ и т.д.). А применяемые методы геологических исследований были совершенно не адекватны этим сложным условиям (не было даже современной сейсморазведки, не говоря уже о более информативных методах – АГКИ, СЛБО, БГХТ, нейросейсм и т.д.). Запад Татарстана должен изучаться не спеша, с применением всего современного комплекса геолого-геофизических методов и новых геологических идей по принципу использования нетрадиционных подходов для изучения традиционно перспективных для РТ объектов – отложений карбона и девона.

Несмотря на высокую опоискованность, восточные районы республики и на современном этапе остаются приоритетным направлением ГРР.

Опыт разведочных работ в Татарстане показывает, что оценка перспектив нефтеносности в восточных регионах республики постоянно уточняется в сторону увеличения. Это происходит за счет выявления залежей в новых горизонтах и объектах по мере развития техники и технологии ГРР. С этих позиций срочно необходимо вновь обосновать прогнозные ресурсы на всей территории республики, которые не уточнялись почти 10 лет (хотя существует правило – производить переоценку прогнозных ресурсов в регионах через 5 лет).

Здесь возможности для прироста запасов остаются как на неопоискованных землях, так и на эксплуатируемых месторождениях. На последних все еще имеется достаточно большое количество пропущенных при разведке залежей в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Это обстоятельство является объективной предпосылкой для проведения работ по доразведке этих месторождений с целью выявления новых залежей и запасов на разрабатываемых месторождениях.

На неопоискованных землях мы будем иметь дело с мелкими месторождениями в сложных геологических условиях (малоамплитудные мелкие поднятия, несовпадение структурных планов различных горизонтов, большая литолого-фациальная изменчивость пород). Все это требует совершенствования технологий ГРР. Использование традиционных методов полевой геофизики, даже при сгущении сети сейсмопрофилей до определенных, экономически допустимых пределов, не позволяет обеспечить достаточную эффективность ГРР.

Поэтому в республике постоянно проводится рассмотрение новых методов геологических исследований, в большом количестве появившихся в годы рыночных реформ, позволяющих повысить эффективность ГРР. По результатам отбираются методы для проведения опытно-промышленных работ по опробованию в геологических условиях Татарстана. В первую очередь это касается применения новой нестандартной обработки и использования данных легких методов полевой геофизики и новых методов интерпретации данных сейсморазведки, которых в годы рыночных реформ появилось достаточно много. Ими владеют множество небольших частных компаний.

Во-вторых, расширяются аналитические исследования (флюидодинамический прогноз нефтеносности, моделирование перспектив нефтеносности на бассейновом уровне и др.).

В-третьих, опробуются прямые или субпрямые методы оценки нефтегазоносности (атморадиогеохимические, низкочастотное сейсмическое зондирование, видеотепловизионные, различные виды геохимических исследований и др.).

В последнее время все большее внимание уделяется комплексированию геофизических методов исследований с новыми методами, разработанными различными авторами в годы рыночных реформ, такими как технология специального комплекса наземных методов прогноза и оценки нефтегазоносности геологического разреза, комплексирование традиционных сейсмических исследований формирования разнообразных полей над залежами углеводородов и др.

Непрерывный поиск и совершенствование методов геологических исследований, компенсируя трудности, связанные с усложнением условий ведения ГРР по мере роста опоискованности недр, позволяют сохранять достигнутую эффективность работ, а в дальнейшем, видимо, приведут и к повышению их эффективности.

Все эти меры с учетом дальнейшего развития техники и технологии геолого-геофизических исследований с углублением научного обобщения и обоснования, очевидно, позволят сохранить эффективность ГРР в РТ на уровне около 50 тонн на метр проходки.

Первой задачей, с решением которой связаны основные пути подготовки новых запасов, являются поиски и разведка залежей в каменноугольных отложениях, приуроченных к ловушкам антиклинального типа. Перспективные площади расположены в бортовых и прибортовых зонах ККСП.

Вторая задача геологоразведочных работ предусматривает поиски ловушек антиклинального типа в девонских отложениях. Хотя запасы открываемых залежей здесь невелики, однако наличие маловязкой нефти и высокая продуктивность песчаников обеспечивают высокие показатели их разработки. До конца 50-х годов основной прирост запасов по республике обеспечивался за счет поисков нефти в терригенных отложениях девона. Затем доля этих отложений в приросте запасов неуклонно снижалась – до 20-40% в конце 60-х и до 8% в конце 70-х годов. Возникает вопрос – связано ли это с исчерпанием перспектив нефтеносности терригенных отложений девона, являвшихся в недалеком прошлом основным объектом нефтепоисковых работ. Однако в условиях установленного в ряде районов полного и частичного несоответствия структурных планов терригенного девона и вышележащих отложений применяемая методика работ оказалась малоэффективной. Для формирования залежей нефти в терригенных отложениях девона на основной территории востока РТ имелись все необходимые условия: прекрасные коллектора и регионально выдержанные покрышки, нефтематеринские породы, условия для миграции нефти, а в кыновских отложениях и зоны регионального выклинивания, благоприятные геохимические показатели. Все эти факторы позволяют однозначно утверждать, что перспективы нефтеносности терригенных отложений девона в Татарстане еще не исчерпаны. Очевидно, причиной низкой эффективности ГРР на девон является отсутствие надежной методики работ. Однако, несмотря на значительные успехи, достигнутые сейсморазведкой в РТ, до сих пор нерешенной является проблема картирования структур в девоне, что обусловлено сложными сейсмогеологическимн условиями и малыми амплитудами и размерами структур. На современной стадии ГРР в республике необходимо осуществить целенаправленный поиск залежей в девоне, предварительно отработав эффективную методику нефтепоисковых работ.

На наш взгляд, создание этой методики должно вестись в следующих направлениях. Особое внимание необходимо уделить изучению девонских грабенообразных прогибов, о роли которых в размещении и формировании залежей нефти в терригенных отложениях девона Волго-Уральской провинции опубликовано большое число научных работ. Все исследователи единодушно признают влияние этих прогибов на формирование ловушек нефти и распространение коллекторов в терригенных отложениях девона.

Ввиду того, что на протяжении додевонского и девонского времени грабенообразные прогибы характеризовались тектонической активностью и контролировали процессы миграции углеводородов, к бортам этих прогибов в девонских отложениях приурочены залежи нефти.

При изучении девонских грабенообразных прогибов на территории Татарстана в 1978-1980 гг. были установлены основные закономерности их формирования, проведена классификация их по морфологическим и генетическим признакам, а также степени влияния на формирование и распределение ловушек в терригенной толще девона.

Для решения задачи нужно дальнейшее повышение разрешающей способности сейсморазведки и комплексирование ее с новыми методами прямых поисков залежей УВ. Поэтому поиск и отработка новых (желательно прямых) методов обнаружения скоплений нефти в отложениях девона и малоамплитудных поднятиях карбона являются актуальнейшей задачей повышения эффективности ГРР в РТ.

Следующей задачей является поиск залежей нефти в ловушках неантиклинального типа в терригенных и карбонатных коллекторах. Выявление подобных залежей требует больших затрат и разработки определенных методических приемов. Это объясняется сложностью их строения, небольшими размерами, отсутствием надежных методов поиска.

К сожалению, поставленная в 80-х годах прошлого столетия задача разработки методики поисков залежей нефти неструктурного типа оказалась не решенной. Хотя большинство геологов позитивно оценивают перспективность поисков таких залежей.

Современный этап ГРР осуществляется в рыночных условиях и это необходимо учитывать при их планировании. Если раньше ГРР финансировались государством и проводились целенаправленно по утвержденным программам, то в настоящее время они в основном финансируются за счет собственных средств НК. Компании ведут исследования на своих лицензионных территориях, зачастую при недостаточной информации по соседним площадям и по региону в целом. Они детально, но неглубоко и узко изучают геологию своих участков, просчитывают геологические, технические и экономические риски, подходят весьма осторожно к финансированию ГРР. Причем уровень понимания задач у разных компаний разный. Но большинство из них не хотят рисковать. Да их и можно понять. Высокие цены на нефть с лихвой компенсируются высокими налогами и у компаний не остается достаточных средств для поступательного развития. В этих условиях должна повышаться роль государства в части составления перспективных программ ГРР по региону, финансового участия в этих работах, стимулировании воспроизводства запасов нефти, создания нормальных условий развития ГРР путем решения землеотводных вопросов, упрощения процедур лицензирования, оформления сертификатов обнаружения залежей нефти и ввода их в промышленную разработку. К сожалению, в этих вопросах не только нет благоприятствия государства в деятельности НК, но и есть масса формально-бюрократических преград, которые требуют больших усилий для их преодоления.

В рыночных условиях, прежде чем вкладывать средства, компании просчитывают экономику от прогноза обнаружения нефти (количество залежей, месторождений, объем запасов) до их разработки и реализации добываемой нефти. Поэтому им важно в первую очередь проведение работ по поискам залежей маловязких нефтей, которые могут быть вовлечены в эффективную разработку отработанными методами.

Потребительские качества нефтей и газов в советское время не играли большой роли. В рыночных условиях уже сейчас на рынке за тяжелые, сернистые нефти недропользователям платят меньше. В дальнейшем, после ввода «банка качества» нефти, которое прогнозируется в РФ в 2009-2010гг., эти скидки будут существенно выше (до 10-20 долларов за тонну такой нефти). А если брать полный цикл, включая переработку нефти, эта разница будет еще выше.

Это обусловлено более дорогой технологией переработки тяжелых, высокосернистых нефтей. Поэтому при опоискование недр необходимо наряду с извлекаемостью учитывать и фактор качества нефти. Это может изменить экономику процесса разведки, добычи и переработки, а следовательно, и отношение недропользователя к получению лицензии на добычу и разведку участка, его освоению.

Эти особенности необходимо учитывать при планировании ГРР в РТ. Вначале необходимо опоисковывать территории с вероятностью обнаружения залежей с менее вязкими нефтями. Затем, по мере истощения этих запасов, последовательно опоисковывать территории, на которых вероятно выявление месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости. Закономерности изменения состава нефтей на территории республики в основном выявлены и помогают в

выборе направлений ГРР. Ухудшение свойств и повышение вязкости нефтей происходят с востока на запад.

Этот фактор будет иметь важнейшее значение при решении целесообразности опоискования центральных и западных территорий РТ.

В понятие воспроизводства минерально-сырьевой базы мы вкладываем как прирост запасов за счет проведения геологоразведочных (ГРР) работ, так и за счет увеличения коэффициента нефтеизвлечения (КИН). Это две составляющие единого процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ).

Конечно, нельзя мириться с тем, что проектные средневзвешенные значения конечной нефтеотдачи месторождений мира составляют 34-36%, т.е. планируется извлечь треть нефти, а две трети оставить в пласте. Примерно такое же положение в России. В Татарстане проектный КИН несколько выше – 0,42. Но и здесь диапазон его изменения значительный, от 11% до 60%. В результате, в конце разработки месторождений, после выполнения проектов разработки доля оставшейся нефти может составить от 40 до 89%.

Это зависит как от особенностей геологического строения месторождений, так и от применяемых систем разработки и технологий. Причем влияние геологического строения на эффективность разработки является превалирующим.

Поэтому в промысловой практике существует деление запасов по качественной их структуре: на активные (АЗН) и трудноизвлекаемые (ТЗН), а месторождений в зависимости от соотношения этих категорий запасов также на две группы: высокопродуктивные и малоэффективные [9].

Под активными мы понимаем запасы залежей нефти, при разработке которых традиционными методами вытеснения нефти водой (искусственный или природный водонапорный режим) обеспечиваются высокие темпы отбора и высокая (обычно более 0,4-0,6) конечная нефтеотдача. К этой группе относятся запасы залежей, содержащих маловязкую (менее 10 мПа·с) нефть в высокопроницаемых терригенных или карбонатных коллекторах (высокопродуктивные залежи).

Под трудноизвлекаемыми подразумеваются запасы залежей нефти, которые при применении традиционных методов (различные виды природного режима и стационарное заводнение) вырабатываются низкими темпами, с низкой (обычно не выше 0,2-0,3) конечной нефтеотдачей. Эта группа включает запасы всех залежей с повышенной (10-30 мПа·с) и высокой вязкостью и маловязких нефтей в слабопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторах, а также водонефтяных зонах с небольшой нефтенасыщенной толщиной (менее 3 м) и незначительной долей нефтенасыщенной части пласта к общей толщине коллектора.

К этой категории также можно отнести запасы нефти в нетрадиционных коллекторах [10] и остаточные нефти выработанных месторождений.

По принятому нами критерию – структуре запасов можно выделить две основные группы залежей: первая, содержащая преимущественно активные – АЗН (доля активных запасов более 65%), и вторая – содержащая преимущественно трудноизвлекаемые запасы нефти – ТЗН (доля трудноизвлекаемых запасов более 65%).

Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в РТ показывает, что нефтеотдачу в среднем по республике можно поднять до 45%, а возможно и до 50%.

Возможности увеличения извлекаемых запасов можно показать на примере Ромашкинского месторождения. Предложенные в IV Генсхеме уже реализуемые мероприятия позволяют обеспечить рентабельную разработку этого месторождения до 2032г., а с учетом принятого в этом году Закона о дифференциации налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) – до 2065г. (рис. 6.4). В основном на две трети здесь запасы легких девонских нефтей, остальная – более вязкая, сернистая нефть верхних горизонтов месторождения. А с учетом дальнейшего развития МУН, уточнения геологических моделей месторождения, доразведки локальных нефтеносных горизонтов разработки месторождения продлятся до 2200г., т.е. общий срок разработки месторождения составит около 250 лет (на заре его освоения планировалось около 50 лет) (рис. 6.5).

Длительное время месторождение будет разрабатываться при воспроизводстве запасов нефти (практически 100%) в основном за счет увеличения КИН и прироста за счет доразведки, переоценки запасов за счет некондиционных в настоящее время коллекторов и изменения геологической модели объектов разработки.

По другим месторождениям с совершенствованием техники и технологии разработки также ожидается увеличение извлекаемых запасов нефти. Так, на сложнопостроенном Аканском нефтяном месторождении принятый КИН составляет всего 0,109. Составляемая в настоящее время техсхема разработки обеспечит достижение КИН не менее 0,25, т.е. извлекаемые запасы по месторождению увеличатся более чем в 2 раза. Это существенный резерв развития нефтедобычи.

Но этим не ограничивается нефтегазовый потенциал РТ. Эта оценка характеризует нефтяной потенциал осадочных бассейнов и основывается на господствовавшей до настоящего времени осадочно-миграционной теории. Однако в 80-х годах у нас в стране и за рубежом широкий размах получили исследования, основывающиеся на неорганической, мантийной теории происхождения нефти и газа. По мнению ряда видных ученых, которое мы полностью разделяем, количество углеводородов в глубинах земли во много раз больше, чем начальных потенциальных ресурсов (НПР) всего осадочного чехла.

Наши фундаментальные исследования позволяют полагать, что сроки разработки Ромашкинского нефтяного месторождения могут быть существенно увеличены за счет миграции углеводородов (УВ) из зон деструкций кристаллического фундамента через многочисленные разломы, то есть «подпитки» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «углеводородным дыханием» фундамента (рис. 6.6). Процесс глубинной дегазации недр с периодичным поступлением углеводородов в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным явлением, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям.

Этот потенциал эндогенной нефти, очевидно, в первую очередь будет реализовываться через крупнейшие месторождения осадочного чехла и в этом отношении восточная часть республики также является приоритетной по сравнению с центральными и особенно западными районами.

Кроме того, с целью создания геологических предпосылок для подготовки ресурсов углеводородов на более длительную перспективу необходимо расширить поиски и разведку залежей битумов, а также усилить изучение нефтегазоносности рифей-вендских отложений и кристаллического фундамента.

Все изложенные идеи нашли отражение в принятой Госсоветом РТ Программе «Развитие топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2020 года».

В Программе предусматривается обеспечение добычи нефти в РТ на уровне 30 млн. тонн в год при непременном воспроизводстве запасов (рис. 6.7, рис. 6.8).

Ускоренная отработка и внедрение новых методов исследований в усложняющихся условиях разведки позволят

сохранить технологическую эффективность геологоразведочных работ на достигнутом уровне, а вместе с удвоением объемов буровых работ поднять долю традиционных ГРР в общем приросте от нынешних 10-15% до 30%, а стоимость подготовки 1 тонны запасов держать на нынешнем уровне. Если же не совершенствовать методику ГРР, то стоимость подготовки 1 тонны запасов возрастет в 2,5-5 раз. Около 10% общего прироста запасов предполагается обеспечить за счет поисков и разведки залежей природных битумов. Остальной прирост запасов будет обеспечиваться за счет повышения нефтеотдачи и переоценки запасов действующих месторождений.

В Программе также предусматривается освоение нетрадиционных источников углеводородного сырья, которыми в РТ являются природные битумы (ПБ) пермских отложений, залегающие на глубинах до 400 м.

6.2. Проблемы освоения нетрадиционных залежей углеводородного сырья

Даром ничто не дается.

(из стихотворения Н.А.Некрасова)

Проблемы, стоящие того, чтобы решительно взяться за их решение, доказывают свою ценность, энергично сопротивляясь попыткам решить их.

Критерий ценности проблемы по Хейну

Природные битумы (ПБ) – продукты гипергенных изменений нефти широко развиты в пермских и верхнекаменноугольных отложениях Республики Татарстан. Битумоносными являются залегающие на глубинах до 450 м терригенные и карбонатные коллекторы кровельной части гжельского яруса верхнего карбона, ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнего отдела, а также уфимского и казанского ярусов верхнего отдела пермской системы, образующие четыре битумоносных комплекса (Р.Х.Муслимов, 2005). В залегающих выше отложениях татарского яруса пермской системы и в заполняющих достаточно глубокие врезы породах неогеновой системы природные битумы не установлены.

Наибольшее распространение они получили в Мелекесской впадине. В настоящее время только на территории Татарстана выявлено свыше 450 залежей природных битумов преимущественно в отложениях пермской системы (см.рис. 4.3).

Региональным флюидоупором служат глинистые породы нижнеустьенского горизонта мощностью 30-100 м. В кровле сакмарского яруса, песчаной пачке шешминского горизонта уфимского яруса и разрезе казанского яруса (выше и ниже сульфатной серии «подбой») залегает наибольшее количество битумов. Под выдержанными на больших расстояниях глинистыми, сульфатными и карбонатными покрышками мощностью от 6 до 100 м эти битумовмещающие породы могут рассматриваться как пермские регионально битумоносные горизонты, с которыми связаны основные запасы природных битумов [11, 12].

Ввиду прерывистости покрышек и невыдержанности коллекторов в отложениях верхнего карбона и ассельского яруса значительных ресурсов битумов ожидать трудно.

Первоочередными объектами поисково-разведочных работ, а в последующем разработки залежей природных битумов следует рассматривать регионально битумоносные горизонты. Нижний из них, сакмарский, развит на всей рассматриваемой территории, с востока на запад последовательно перекрывается сульфатами артинского и кунгурского ярусов, плотными карбонатами соликамского горизонта, глинистой пачкой верхнеуфимского подъяруса, лингуловыми глинами казанского яруса. Коллекторами служат кавернозные, пористые и трещиновато-пористые разности известняков и доломитов, образующие массивный многопластовый резервуар. Пористость пород изменяется в пределах от 5 до 25-28%, проницаемость от 0,01 до 1 и более мкм^2, битумонасыщенность до 10% массы породы.

Битумоносность сакмарского яруса наименее изучена по сравнению с другими вышезалегающими комплексами. Наиболее насыщенной является кровельная часть карбонатов сакмарского яруса. Битум, как правило, вязкий, гудроновидный, заполняющий в основном трещины и каверны. Наиболее разведанными являются залежи Ашальчинского месторождения, а также на Аверьяновской и Енорускинской площадях. Основная часть объема резервуара ловушек имеет битумонасыщенность 4 – 11% (масс). При испытании залежей получены притоки пластовой воды. По-видимому, большая часть скоплений связана с карстовыми полостями.

Битумы яруса относятся к классу асфальтов, удельный вес 1,017 -1,048 г/см^3, вязкость в пластовых условиях 60 – 100 тыс. и более мПа · с. Глубины залегания 28 – 500 м, чаще 200 – 300 м.

Исследования последних лет (Р.Х.Масагутов, 1987-2003; И.А.Ларочкина и др., 1999; Р.С. Хисамов и др., 2002; Г.А.Петров и др., 2002; Б.В.Успенский, 2005) свидетельствуют о высоких перспективах нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода.

Значительными перспективами обладают отложения шешминского горизонта уфимского яруса. На большинстве изученных площадей коллекторами являются высокоемкие песчаники толщиной от 10 до 20-30 м, слабосцементированные, в средней части пласта интенсивно и равномерно насыщенные битумом, в верхней и нижней частях битумонасыщенность неравномерная от следов до интенсивно насыщенных тонких прослоев. Залежи менее затронуты процессами окисления, чем в других комплексах. При опробовании скважин притоки битумов получены в 25, битумов с водой – в 31 и воды – в 48 скважинах. Притоки битума до 10 т/сут.

Шешминский горизонт (песчаная пачка уфимского яруса, «гудронные песчаники») преимущественное развитие получил в бассейне р.Шешмы и к линии Тюлячи – Алексеевское – Аксубаево выклинивается. Разрез сложен мелкозернистыми песками и песчаниками с пористостью от 10 до 40%, проницаемостью от первых единиц до 1 мкм^2 и более, битумонасыщенностью до 15 – 17% масс. Региональной покрышкой залежей ПБ песчаной пачки являются «лингуловые глины», мощностью до 20 м и более, причем с увеличением мощности песчаной пачки мощность «лингуловых глин» уменьшается.

Битумонасыщенность коллекторов залежей ниже урезов современной речной сети, как правило, выше 5% масс. Эти скопления представлены мальтами, в которых часто присутствует растворенный газ, а в ряде случаев – газовые шапки (Восточно-Чумачкинское, Шешминкинское, Каменское месторождения). Рис.6.9-6.11.

Месторождения природных битумов Черемшано-Ямашинской зоны залегают на глубинах 60 – 100 м. В присводовой части Южно-Татарского свода диапазон глубин залегания увеличивается – от 0 – 20 до 300 м. Для уфимского яруса характерно преимущественное развитие мелких и мельчайших по размерам залежей (до 1 – 2 млн.т геологических запасов). В оценке прогнозных ресурсов природных битумов даже у одних авторов имеются расхождения.

Рис. 6.9. Восточно-Чумачкинское месторождение природных битумов

Рис. 6.10. Каменское месторождение природных битумов

Рис. 6.11. Шешминкинское месторождение природных битумов

Казанский ярус представлен совокупностью карбонатных и терригенных пластов-коллекторов, переслаивающихся с глинистыми и сульфатными породами. Основные скопления природных битумов приурочены к камышлинским слоям, сложенным органогенно-обломочными породами и «катергинской» свиты (С.С.Эллерн, 1987; [5]), представленных песчаными породами. Указанные комплексы пород наиболее продуктивны на землях восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода.

Камышлинские слои представляют наибольший интерес в пределах восточного борта Мелекесской впадины, где в узкой зоне, протягивающейся от южной границы РТ в северо-западном направлении, развиты высокоемкие органогенно-обломочные породы с поровым и каверновым типом коллектора со средней толщиной 2-6 м. Отмечается неоднородность продуктивных пластов, приуроченность многих залежей к локальным структурам. Большинство известных скоплений имеют ограниченные размеры и сложное строение. Исключение – Горское месторождение, на котором выявлена наиболее крупная залежь природных битумов в оолитовых доломитах камышлинского горизонта. Коллекторы высокоемкие, толщиной до 14 м и битумонасыщенностью от 6 до 11% масс, однако битум отличается высокой плотностью и вязкостью (30 – 100 тыс. мПа·с). В других районах битумоносность камышлинского горизонта не изучена.

Битумоносность «катергинской» свиты (верхняя часть барбашинского горизонта, серии «ядреный» и «слоистый» камень) наибольший интерес представляет в пределах восточного борта Мелекесской впадины.

Камышлинские отложения, серии «ядреный» и «слоистый» камень в западной части полностью карбонатные, в восточной – карбонатно-терригенные. Они регионально битумоносны на территории от восточного склона Токмовского свода до западного склона Южно-Татарского свода, на остальной ее части – в виде отдельных полей на водоразделах рек. На большей части перекрыты сульфатами серии «подбой» (6-14 м), в восточных районах – карбонатными и глинистыми аналогами этой серии.

Среди карбонатов коллекторами являются пористые, кавернозные, органогенно-обломочные, оолитовые и отрицательно оолитовые разности, среди терригенных пород – мелко- и среднезернистые песчаники. Пористость пород изменяется от 7 до 35-40%, битумосодержание от 1 до 14% масс.

Залежи битумов представляют собой разрушенные нефтяные. По физико-химическому составу среди битумов встречаются залежи мальт, мальт-асфальтов (Сугушлинская), асфальтов (Горская, Аканская, рис. 6.12; 6.13), асфальт-асфальтитов (Шугуровская, Спиридоновская). Наблюдается общее утяжеление битумов в направлении от Южно-Татарского свода к Токмовскому (И.М.Акишев, 1984).

Рис. 6.12. Аканское месторождение природных битумов

Анализ состояния и возможностей освоения запасов ПБ показывает, что темпы и масштабы этого процесса зависят от следующих основных показателей:

– эффективности методики поисков и разведки;

– эффективности технологии извлечения углеводородов и технических средств, применяемых при этом;

– эффективности методов и средств оперативного контроля за разработкой;

– экологической чистоты процессов;

– экономической рентабельности, определяемой себестоимостью продукции и конъюнктурой рынка.

Развитие мировой топливно-энергетической и сырьевой промышленности требует не только постановки вопросов использования альтернативных источников углеводородного сырья, но и практического их разрешения. Опыт работ в этом направлении показывает, что в большинстве случаев первым шагом является освоение методов извлечения тяжелых высоковязких, остаточных нефтей и природных битумов.

Следующий этап, очевидно, должен быть предопределен техническими и технологическими возможностями добычи и переработки ПБ.

Татарстан располагает огромными запасами природных битумов. Имеются все предпосылки для разработки и внедрения долгосрочных программ их комплексного использования.

Проблема освоения природных битумов и высоковязких нефтей в Республике Татарстан с каждым годом становится все более актуальной, привлекающей возрастающий интерес хозяйственных руководителей разных рангов. Начиная с 1970 по 2000г. пробурено 1830 специальных скважин, в том числе с отбором керна 1824 скважины с общим метражом 585,3 тыс. м. Из 20000 структурных скважин, пробуренных в Татарстане, в 2498 скважинах отбирался керн из перспективных битумоносных горизонтов, в 4000 скважинах производились геофизические исследования на битумы, в т.ч. в 1354 скважинах специальный комплекс. Опробование произведено в 152 скважинах, при этом в 35 получены притоки битума (в казанском ярусе – 8, уфимском – 25, сакмарском – 2), в 51 – приток битума с водой (в казанском – 19, уфимском – 31, сакмарском – 1) и в 66 скважинах (43%) – приток воды. Пробная эксплуатация проводилась в 10 скважинах, в 6 скважинах был получен приток битума, в 3 – битум с водой, в 1 – вода.

Среди перспективных территорий наиболее изучены районы западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины (плотность бурения до 5 км^2/скв.).

Решением геологических и технических вопросов, направленных на освоение пермских битумов Татарстана, занимались многие научные и производственные организации (ОАО «Татнефть», ТатНИПИнефть, РНТЦ ВНИИнефть, ГПК, КГУ, КХТИ, КАИ, ОЭНГДУ “Татнефтебитум”, ТГРУ, КГЭ, ГУП «Татарстангеология», ИОФХ им. А.Е.Арбузова КНЦ РАН, ВНИИгеолнеруд и др.).

Рис. 6.13. Горское месторождение природных битумов

В результате проведенных в РТ геологоразведочных работ на природные битумы изучены особенности строения битумных залежей, уточнены и более реально оценены основные закономерности распространения их скоплений, намечены перспективы поисково-разведочных работ на природные битумы на малоизученных землях Татарстана, развеяны существующие представления о легкоизвлекаемых многомиллиардных запасах битумов.

Остановимся на геологических аспектах освоения месторождений природных битумов. Имеются разные представления об условиях залегания природных битумов в пермских отложениях Татарстана. Наряду с представлениями о широком распространении битумосодержащих пород в пределах обширных битумных полей и крупных структурных зон существует мнение о связи скоплений битумов в пределах локальных поднятий с относительно небольшими по площади линзами песчаников и слоями органогенно-обломочных и оолитовых известняков (доломитов). По мнению отдельных исследователей, большинство залежей по размерам мелкие, часто не образуют единого выдержанного пласта. Отрицательным фактором является прорезанность битумовмещающих отложений акчагыльскими (неогеновыми) долинами, осложняющими строение залежей.

Битумоносность пермских отложений в регионе в значительной степени определяется наличием скоплений нефти в нижележащих девонских и, особенно, каменноугольных отложениях. Это характерно как для западного склона ЮТС, так и Мелекесской впадины. В пределах СТС и восточного склона Токмовского скопления нефти в предпермских отложениях ограничены, что отражается на оценке перспектив битумоносности пермских отложений.

Значительные геологические трудности решения битумной проблемы связаны с тем, что большинство залежей ПБ имеет более сложное строение по сравнению с нефтяными. Многие из них в той или иной мере находятся в обводненном состоянии. В залежах часто отсутствует закономерное распределение битума и воды в пласте, в результате чего ВБК имеет сложный характер. Водоносные прослои нередко отмечаются внутри битумосодержащих пластов, что обуславливает при разработке ПБ интенсивное поступление воды. Безводные интервалы битумоносных пород, как правило, имеют ограниченное развитие.

При испытании битумных скважин недостаточно применялись методы интенсификации притоков (термообработка, закачка кислот и др.), в результате чего природные битумы, характеризующиеся, особенно в карбонатных коллекторах, крайне высокой вязкостью, обычно не дают притоков, а вместо этого получают значительные притоки воды. Недостатком опробовательских работ является также ограниченный объем исследований скважин. Проводившиеся гидродинамические исследования показывают, что в безводных скважинах по уфимскому ярусу коэффициенты продуктивности и полученные дебиты крайне низкие, а восстановление давлений происходит весьма медленно (до 8 – 10 суток).

Затягивается решение многих технических задач в направлении разработки месторождений ПБ, оптимизации добычи, интенсификации работы скважин и др. За более чем 25-летний период, прошедший после открытия и разведки первых месторождений, опытно-промышленная разработка проводится только на двух-трех (Мордово-Кармальском и Ашальчинском, рис. 6.14). Небольшие эксперименты проводились на Сугушлинской площади. Добыча ПБ в республике достигала максимума 23 тыс. т в год.

Таким образом, вопросы освоения природных битумов Татарстана, с которыми связываются большие надежды, прежде всего, требуют комплексного подхода, включающего в себя обоснование надежности сырьевой базы, своевременного прироста запасов, подготовки месторождений природных битумов к разработке, решения экологических задач, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой природных битумов.

Современные методы разработки месторождений природных битумов

Разведанные запасы пермских ПБ позволили перейти к постановке опытно-промышленных работ (ОПР) по разработке битумных залежей скважинным способом с применением тепловых методов. В этой области Республика Татарстан стала первым опытным полигоном в СНГ. Пробные работы по добыче битумов тепловыми методами проводились на юго-востоке РТ на Сугушлинском и Ашальчинском месторождениях. Наиболее же широко эти работы, начиная с 1978 г., стали осуществляться на Мордово-Кармальском месторождении. Здесь испытаны: внутрипластовое горение, а в 1992-94 гг. – закачка пара и газа, а также различные модификации этих методов. Опробованы такие модификации, как прямоточная и противоточная при внутрипластовом горении. Закачка пара осуществлялась с добавками растворителей и неконденсирующих газов (азота, CO_2, диеновых газов).

Месторождение разбуривалось по площадной семиточечной системе с расстоянием между скважинами 75 м. В центре элемента располагается нагнетательная скважина, а края его оконтуривают эксплуатационные скважины. Анализ работы элементов показывает, что выработка продуктивного пласта в их пределах как по площади, так и по разрезу неравномерная. Чаще всего работают 2-4 эксплуатационные скважины элемента. Остальные в разработке не участвуют. В целях повышения полноты выработки элементов испытывалась технология изменения фильтрации потоков путем циклической закачки воздуха.

Для повышения охвата залежи выработкой разработана технология термоциклического воздействия на пласт.

Рис. 6.14. Ашальчинское месторождение битумов

6.2.1. Способы извлечения углеводородного сырья из битумоносных пород

Высокая вязкость природных битумов вплоть до нетекучего состояния не позволяет извлекать их традиционными методами, применяемыми при разработке нефтяных месторождений. Изучение отечественного и зарубежного опыта показало, что развитие методов добычи ПБ осуществляется по трем основным направлениям (И.М.Климушин, 1998): карьерные (открытые) и шахтные очистные системы разработки, шахтные дренажные системы и скважинный способ.

При карьерном способе добычи битумоносная порода извлекается на поверхность, нефть экстрагируется растворителем, горячей водой, паром и т.д. Коэффициент извлечения нефти достигает 90% и более независимо от ее консистенции и вязкости. Использование карьерного способа добычи рентабельно при неглубоком залегании скоплений природных битумов и значительных запасах залежи. При этом способе разработки из оборота, как правило, выводятся значительные площади сельскохозяйственных угодий. Промышленная разработка природных битумов карьерным способом в настоящее время ведется в Западной Канаде (провинция Альберта).

При шахтно-дренажном способе добычи битум добывается в шахте через дренажную систему скважин, пробуренных из горных выработок, без подъема битуминозной породы на поверхность. Через систему горизонтальных и наклонных дренажных скважин, пробуренных в шахте, битумное сырье приводится в подвижное состояние (с помощью тепловых и других видов воздействия).

Опыт разработки Ярегского месторождения в России, а также месторождений Атабаска в Канаде и Керн Ривер в США свидетельствует о том, что для неглубоко залегающих залежей тяжелых нефтей и природных битумов термошахтная добыча может быть эффективной. На некоторых участках Ярегского месторождения достигнута нефтеотдача 60% и более.

Опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов добычи природных битумов показывают перспективность и рентабельность разработки с применением тепловых методов. Особое место термических методов воздействия на пласт обусловлено тем, что для их реализации используют широко доступные агенты – воду и воздух (окислитель), тем более что эти методы применяют и в таких случаях, когда никаким другим способом извлечь нефть или природный битум невозможно [13]. В настоящее время осуществляется добыча нефти скважинным способом с применением теплового воздействия на Лыаельской площади Ярегского месторождения в Республике Коми (нагнетание пара и электропрогрев), на Мордово-Кармальском и Ашальчинском месторождениях природных битумов в Татарстане (внутрипластовое горение, вытеснение паром). Накопленный опыт позволяет считать реальной возможность и рентабельность разработки залежей битумов в терригенных коллекторах с применением тепловых методов [14, 15]. В ряде случаев эксплуатация залежей битумов в терригенных коллекторах с использованием тепловых методов даже эффективней, чем освоение залежей обычных вязких нефтей в карбонатных коллекторах традиционными методами. Это объясняется небольшими глубинами залегания битумов, значительной (10-20 м) толщиной продуктивной части разреза, специфическими составом и свойствами природных битумов.

Прогресс техники и технологии разработки природных битумов и высоковязких нефтей осуществляется за рубежом по двум направлениям (Г.Г.Вахитов, В.Д.Морозов, Р.Х.Сафиуллин, 1986): первое – совершенствование тех тепловых методов, которые уже вышли на промышленный уровень (в частности, циклическая закачка пара); второе – исследование новых и оригинальных технологий и технических средств (например, американская корпорация Conaco в штате Техас провела промысловые испытания метода, сочетающего циклическую закачку пара и гидроразрыв пласта) (Глазова В.М., Дадаева Э.А., Алферов С.В., 1989). По так называемой технологии «паровая камера» используют две горизонтальные скважины: верхнюю для закачки пара и нижнюю для добычи тяжелых нефтей (В.М.Глазова, Э.А.Дадаева, С.В.Алферов, 1989).

Интенсивно развивается и направление использования горизонтальных скважин при разработке залежей тяжелых и сверхтяжелых нефтей. Эффективность работ существенно повышается в сочетании с тепловым воздействием на пласт за счет улучшения степени вытеснения и его охвата, увеличения приемистости скважин по теплоносителю, снижения числа скважин, необходимых для эксплуатации объекта (В.М.Глазова, Э.А.Дадаева, С.В.Алферов, 1989; А.А.Джаводян, В.Е.Гавура, В.И.Сафронов, 1998). Не исключено использование подобной технологии и при освоении месторождений природных битумов Татарстана (Г.Г.Вахитов, Д.В.Морозов, Р.Х.Сафиуллин, 1986). Сравнительно малая глубина залежей ПБ не является препятствием для использования горизонтальной проходки при бурении эксплуатационных скважин: за рубежом имеются проекты типа «горячей плиты» для подобных условий. Специалистами РНТЦ ВНИИнефть, ТатНИПИнефти и ОЭНГДУ «Татнефтебитум» на основании экспериментально-теоретических исследований и имеющегося опыта бурения обоснованы техника и технология строительства наклонно-горизонтальной скважины на Мордово-Кармальском месторождении (З.А.Янгуразова, 2002, 2004; [16]). В 2006г. ОАО «Татнефть» осуществлено бурение двух сквозных горизонтальных скважин (верхняя под закачку пара, нижняя – добычу) на Ашальчинском месторождении.

Учитывая высокую плотность населения в Татарстане, интенсивное развитие сельского хозяйства и освоение практически всех свободных угодий, скважинные методы добычи с применением теплового воздействия являются основными при освоении ресурсов природных битумов. Под влиянием высокой температуры и физико-химических процессов, происходящих в пласте, повышаются дебит скважин и коэффициент битумоизвлечения, что в итоге и определяет технологическую и экономическую эффективность разработки.

6.2.1.1. Тепловые методы разработки битумных залежей

Проведенные в Татарстане исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения битумов показали перспективность и рентабельность разработки залежей битумоносных пород с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром, парогаз в сочетании с волновыми методами). При этом на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 35%.

Исследования показали рентабельность разработки части залежей ПБ при применении разработанных учеными республики новых технологий добычи и организации специальной переработки добытого сырья непосредственно на месторождениях ПБ.

Эффективная разработка залежей природных битумов в таких геолого-физических условиях, как высокая плотность и вязкость флюида, сравнительно неглубокое залегание продуктивных пластов, относительно низкие температура и

давление, малое газосодержание, характерное для пермских битумов Татарстана [17, 16, 18], требует решения двух основных задач. Во-первых, нужно значительно повысить подвижность битумов и нефти в пластовых условиях и, во-вторых, создать в пласте запас энергии, достаточный для притока жидкости к скважинам и подъема ее на поверхность. Одновременно решить эти задачи можно путем применения способов термического воздействия на пласт [19].

Накопленный опыт позволяет определить факторы, от которых зависят эффективность и границы применения тепловых методов. Основные из них – вязкость флюида, групповой и химический состав углеводородов, пористость и проницаемость коллекторов, нефте- и битумонасыщенность, эффективная толщина пласта, пластовое давление и глубина залежи.

Диапазоны изменения перечисленных параметров, при которых возможна разработка залежей тепловыми методами, очень широки. Так, метод внутрипластового горения ВГ опробовался на глубинах от 100 до 1500 м при эффективной толщине пласта от 3 до 15 м [13]. Пределы изменения вязкости нефти и битумов при этом менялись от 10 до 3000 мПа.с.

Широкое промышленное применение тепловых методов повышения нефте- и битумоотдачи на месторождениях обычных нефтей и при разработке скоплений природных битумов и высоковязких нефтей сдерживается, в основном, причинами технологического и экономического порядка (качество и стоимость используемых парогенераторов, компрессоров и т.д.). Развитие и совершенствование методики и техники тепловых методов воздействия на пласт может существенно расширить область их применения.

Среди тепловых способов разработки выделяют нагнетание пара, горячей воды и других теплоносителей в пласт, а также различные модификации внутрипластового горения ВГ. В процессе опытно-промышленной разработки месторождений природных битумов Татарстана (Мордово-Кармальское, Ашальчинское) испытаны практически все тепловые методы и их модификации. Для каждого из них типичны определенные недостатки:

1.При паротепловом воздействии на пласт по мере остывания и конденсации пара исчезает его газобарическое воздействие на пласт, в связи с чем разогретый битум необходимо извлекать каким-либо механизированным способом.

2. Внутрипластовое горение характеризуется трудной управляемостью процесса в пласте, значительными изменениями физико-химических свойств добываемого продукта, отсутствием надежных методов и средств контроля за процессом.

Однако эти недостатки постепенно устраняются по мере развития опытно-промышленных работ. При паротепловом воздействии внедряются специальные насосные установки, позволяющие осуществлять без дополнительных операций циклический процесс «нагнетание пара – отбор продукции». Разрабатываются новые и совершенствуются старые методы оперативного контроля за ВГ.

Основным технологическим эффектом всех тепловых способов является существенное снижение вязкости нефти или битума за счет увеличения температуры. В то же время физико-химические процессы, протекающие в пласте при нагнетании пара и внутрипластовом горении, резко отличаются по интенсивности и влиянию на вмещающие породы. По виду применяемого процесса тепловые методы подразделяются (Иванова М.М. и др., 1985) на теплофизические (нагнетание в пласты теплоносителей – горячей воды или пара) и термохимические (применение процессов внутрипластового горения).

Внутрипластовое горение

Наиболее полно и длительное время проводились ОПР по разработке залежей ПБ методом внутрипластового горения на Мордово-Кармальском месторождении.

По данным РНТЦ ВНИИ, в результате анализа материалов по 28 элементам, где проводились эксперименты по ВГ, установлено, что выработка пласта идет неравномерно. В дополнение к этому геофизической съемкой методом ЕП (Сахабутдинов Р.З., Исмагилов И.Х. и др., 1989), в частности, установлено направленное «языковое» распространение фильтрации флюидов, пересекающее ряд элементов на юго-восточном куполе. Это, видимо, является результатом процесса деградации залежи и образования в результате природных «окон» фильтрации в ее теле. Эти «окна» фильтрации, а зачастую и мелкие каналы и прослойки заполнены пластовой водой, проникающей из подстилающего залежь водоносного пласта [20]. Именно по ним прежде всего в результате повышения давления в расширяющемся очаге горения идет направленная фильтрация флюидов. Кроме того, эти каналы служат поставщиками неограниченного количества попутной воды в продукции эксплуатационных скважин. Вот почему попытки на первых порах разработки избавиться от обводненности продукции за счет вскрытия лишь верхней трети продуктивного пласта практически не давали желаемого результата, так как это зависело от степени деградации залежи, а значит наличия и количества водоносных каналов.

Детальное изучение кернового материала на битумонасыщенность через 20 см, а в некоторых скважинах Ашальчинского месторождения через 10 см показало весьма сложное строение самого тела залежи по этому показателю. Наряду с довольно четкой вертикальной зональностью в распределении битумов в пределах залежи наблюдаются также весьма значительные вариации в концентрации битумов по весу породы и к объему пор в пределах продуктивной ее части. Максимальные концентрации битумов здесь достигают 12-14% весовых и более и 75% к объему пор, а минимальные до 4,5-8,5% весовых или 45-60% к объему пор, и это на одной из лучших залежей. Таким образом, кривая битумонасыщенности по разрезу носит пилообразный характер. На такой кривой можно четко выделять фазовопроницаемые интервалы, в которых большая часть пор и каналов заполнена подвижной водой. Следует при этом отметить, что, видимо, корреляция их невозможна.

Технология изменения фильтрационных потоков путем циклической закачки воздуха

Эта технология предназначена для усовершенствования способа добычи битумов внутрипластовым горением (А.А.Джавадян, В.Е.Гавура, В.И.Сафронов, 1998).

Процесс циклической добычи основан на сочетании теплового и гидродинамического воздействия на пласт. Циклическая подача кислорода поддерживает тепловое воздействие. Гидродинамическое же воздействие заключается в периодическом изменении объемов закачки воздуха и отбора флюидов.

При непостоянном режиме закачки воздуха создаются знакопеременные градиенты давлений. В результате наблюдается увеличение зоны фильтрации воздуха, а также теплопереноса.

При циклическом изменении объемов закачки воздуха и отбора флюидов в границах элемента появляются периоды повышения и снижения пластовых давлений. При увеличении объемов закачки темпы роста давления в газонасыщенных и битумонасыщенных зонах будут отличаться за счет разности проводимости.

Положительные градиенты давлений вызывают внедрение воздуха в битумонасыщенные зоны. Разжиженный битум под действием гравитационных и гидродинамических сил перетекает в газонасыщенную зону. Снижение давления нагнетания вызывает отрицательные градиенты давлений и усиливает переток битумов к забою скважины. Повторение циклов увеличивает постепенно охват застойных зон и в итоге повышает коэффициент битумоотдачи.

Многократные скачки насыщенности при вытеснении битума газами из неоднородных пластов создают неравновесное состояние капиллярных сил на контактах зон с разной насыщенностью. Переменные давления на границах слоев с разной насыщенностью ускоряют капиллярную пропитку водой битумонасыщенных зон и облегчают внедрение газов по мелким порам и вытеснение из них битума.

В целом изменение направления движения потоков жидкостей и газов между скважинами усиливает процесс охвата пласта внутрипластовым горением.

Эта технология испытывалась на 10 элементах. Итогом проведенного эксперимента на этих элементах явилось получение прироста добычи битумов в количестве 1,8 тыс.т.

Технология термоциклического воздействия на пласт

Эта технология предназначена для стимулирования работы скважин, которые слабо реагируют на процесс площадного ВГ (В.М.Глазова, Э.А.Дадаева, С.В.Алферов, 1989). Кроме того, она может использоваться на механизированных скважинах, оборудованных глубинно-насосными установками в скважинах с недостаточной приемистостью с целью дренирования призабойной зоны пласта.

Технология работ заключается в следующем. В пласт закачивается 40-80т пара с расходом 3,5-5,0 т/м с одновременной закачкой воздуха в межтрубное пространство с расходом 500-600 м^3/т. Затем скважина останавливается для термокапиллярной пропитки и выдерживается до снижения температуры забоя до 70-90^{0}С. Скважина запускается в работу механизированным способом и работает до снижения дебита 0,3-0,5 м^3/сут. по битуму. После этого делается следующий цикл закачки, выдержки и отбора. Перед каждым циклом скважина промывается горячей водой (70-100^{0}С). Процесс циклической добычи продолжается, пока соотношение пар/битум будет не более 7 т/т.

На скв. № 284 при отработке технологии с 1989 по 1991г. паробитумное соотношение достигло 3,7 т/т, и было отобрано 203,5 т битума.

В 1996г. на Мордово-Кармальском месторождении проведено 58 циклических обработок. При этом добыто 964 т битума. Паробитумное соотношение составило 2,2 т/т. С начала же разработки этой технологией за счет циклической закачки пара получено 10791 т битума, закачано пара 56275 т. Паробитумное соотношение в итоге составило 5,2 т/т.

По мере расширения выработанной зоны пласта увеличивается не только расход пара, но и паробитумное соотношение.

Технология парогазового воздействия

Природные битумы в пластовых условиях обладают высокой вязкостью и малой подвижностью. Пласты же, содержащие битумы, имеют слишком малый запас упругой энергии. Следовательно, нужна такая технология воздействия на битумный пласт, при которой вместе с теплом вводилась бы и упругая энергия (Нагорный Л.А., Ачкасова Л.Г. и др., 1989).

Этим условиям удовлетворяет парогазовое воздействие на пласт. В этом случае кроме тепловой энергии вводится еще и неконденсирующая газовая составляющая, которая увеличивает упругую энергию пласта, а значит, способствует вытеснению флюидов к забою.

Опытные работы по освоению этой технологии проводились на северном участке Мордово-Кармальского месторождения. С 1992г. по 1994г. закачка парогаза осуществлена на 12 скважинах. Парогаз нагнетался в них при температуре 180-215^{0}С и давлении 2,3-3,1 МПа. В скважину закачивалось от 2,1 до 2,4 т смеси пара и газа. Из этого количества на пар приходилось 1,3 – 1,6 т, а остальная часть составляла газовую фазу. За указанный период времени закачана 9621 т парогаза и добыто 1497 т битума при средней обводненности продукции 57,1 %. Среднее паробитумное соотношение составило 6,4 т/т. Это на 1,2 т/т больше, чем при термоциклическом воздействии.

Допустимые давления нагнетания.

При подготовке промысловых опытов по закачке теплоносителя на трех элементах были проведены исследования по определению допустимых давлений нагнетания и наличия гидродинамических связей между нагнетательными и добывающими скважинами. Давления нагнетания на этих элементах достигали 23,27 и 31 кг/см^2. При них в каждом эксперименте происходил гидроразрыв и устанавливалась связь между нагнетательными и эксплуатационными или наблюдательными скважинами.

Для практической работы была рассчитана зависимость давления нагнетания от глубины залегания продуктивного пласта. Составлена таблица зависимости горного давления и давления разрыва от глубины залегания продуктивного пласта. Найденную величину гидроразрыва для данной нагнетательной скважины рекомендовано уменьшить на 0,8 МПа.

Накопленный материал по нагнетательным скважинам показывает также, что применяемые давления нагнетания не сказываются на целостности слоя «лингуловых» глин, являющихся покрышкой залежи.

Выработка битумов в пределах элементов вне зависимости от рассмотренных методов происходит неравномерно. Очень часто в работающем элементе несколько скважин простаивают. Лишь в крайне редких случаях, например, в элементах 13 и 464, работающих более 18 лет, считают, что они выработали свои участки. В большинстве же случаев выработка элементов на 20-30 % считается высокой. Весьма нередки случаи, когда фронт горения уходит в соседний элемент, при этом проходя лишь по части продуктивного пласта. Наблюдаются варианты прохождения либо в кровле, либо в подошве пласта. Иногда фронт горения проходит очень узким каналом.

Разнообразие вариантов полноты выработки пласта в пределах элементов практически лишь в незначительной степени зависит от коллекторских свойств. Сказываются малые расстояния между скважинами в элементах, в пределах которых не происходит существенных изменений, а также расположение залежи в присводовой части резервуара, где развиты пески с высокими коллекторскими свойствами. Это дает основание говорить о том, что основная роль в таком случае, и особенно на начальном этапе разработки, когда включены лишь отдельные элементы, будет принадлежать вариациям интенсивности битумонасыщения пласта по площади и по разрезу.

Тепловой фронт от нагнетательной скважины неизбежно будет распространяться в сторону слабобитумонасыщенных интервалов, где возможна фильтрация. По лабораторным данным интенсивно и равномерно битумонасыщенный керн не фильтрует воду не только холодную, но и даже горячую. В последнем случае для обеспечения фильтрации необходим

прогрев всего керна. Если этого не сделать, то на выходе керна низкая температура сохраняет неподвижность битума. В случаях же, когда существовавшие в керне мелкие каналы фильтрации обеспечивали проток небольшого количества холодной воды, последующие попытки продавить горячую воду приводили к заплыванию (закупориванию) каналов и фильтрация прекращалась.

Итак, в скважине тепловой фронт при наличии перепада давления очаг-пласт движется в сторону фазовопроницаемых участков пласта. Этим обеспечивается движение флюидов, перенос тепла и движение самого теплового фронта. Скорость движения теплового фронта в этих направлениях гораздо выше, чем в слабофазопроницаемых участках. Там же, где тепловой фронт контактирует с интенсивно и равномерно битумонасыщенными участками пласта, движение его еще более замедляется или даже прекращается. Давление в очаге растет, и это заставляет еще более интенсивно двигаться горячие флюиды в сторону фазовопроницаемых участков, выравнивая перепад давления.

Итогом является направленное движение теплового очага часто даже в сторону соседнего элемента. В этом случае в пределах элемента остаются нетронутые участки, на которых эксплуатационные скважины не давали продукции [21].

Теплохимические методы

Внутрипластовое горение начинается с образования в пласте устойчивого очага горения. Розжиг пласта осуществляется с помощью различного типа генераторов (термогазовых, электрических и т.д.), выпускаемых ВНИИтермнефть, ТатНИПИнефть, КАИ и др. в виде опытных образцов.

В последние годы отделом «Природные битумы» ВНИИнефть разработана методика инициации ВГ с помощью периодического нагнетания в пласт пара и воздуха. Температура теплового самовоспламенения битумов колеблется в пределах 300-450°С. С увеличением давления температура воспламенения значительно снижается. Результаты лабораторных экспериментов на моделях с песчаниками Мордово-Кармальского месторождения также показали, что горение начинается при температуре 350-400°С (В.Ф.Кондрашкин, Р.Н.Дияшев и др., 1984).

После образования очага горения в пласте зона горения в объеме битумосодержащей породы ограничена передней (фронт) и задней поверхностями (тыл), по расстоянию между которыми определяется ее глубина. Фронт соответствует изотермической поверхности максимальных температур, а тыл – поверхности, на которой заканчивается выгорание коксообразного остатка, температура в зоне фронта горения достигает 600-808°С, максимальные значения температуры, отмеченные на Мордово-Кармальском месторождении, приближались к 1000°С (рис. 6.15).

Фронт горения служит тепловым источником для нагрева участков, расположенных как впереди, так и позади него. По мере продвижения фронт горения оставляет за собой горячую породу, которая постепенно охлаждается, отдавая тепло нагнетаемому в пласт окислителю и окружающим породам. Скорость продвижения фронта горения зависит от многих параметров пласта (пористость, проницаемость, вязкость нефти) и достигает 5-10 см/сут для битумных месторождений (В.Ф.Кондрашкин, Р.Н.Дияшев и др., 1984). По данным ТатНИПИнефть, при наблюдении в контрольных скважинах на месторождениях Татарстана глубина зоны горения составляет 50-70 см (В.Ф.Кондрашкин, Р.Н.Дияшев и др., 1984).

Накопленные к настоящему времени данные показывают, что вокруг нагнетательной скважины, как правило, не наблюдается сплошного фронта горения. Колебания температуры на забое скважины 462а в течение суток показаны на рис. 6.16.

Локальные очаги горения продвигаются по направлениям максимальной проницаемости битумного пласта, перемещаются достаточно часто и по его толщине по мере обогащения нижних слоев горячим жидким битумом.

Рис. 6.15. Графики изменения температур на забоях контрольных скважин 13 (1), 14 (2), 462 (3) и 463 (4) Мордово-Кармальского месторождения (по данным ТатНИПИнефть)

Рис. 6.16. Изменение температуры на забое скважины 462а Мордово-Кармальского месторождения

Теплофизические методы

Вытеснение углеводородов теплоносителями (пар, парогаз, горячая вода) – метод повышения нефтеотдачи пластов, прошедший широкую апробацию и наиболее подготовленный в технологическом и техническом отношении к промышленному внедрению (А.А.Джавадян, В.Е.Гавура, В.И.Сафронов, 1998). При нагнетании теплоносителя в пласт происходит активизация капиллярных сил, тепловое расширение, снижение вязкости и увеличение подвижности пластовых жидкостей. По мере удаления от забоя нагнетательной скважины эффективность действия теплоносителей снижается, так как разогретые пластовые флюиды фильтруются в зону, имеющую начальную пластовую температуру, и там остывают. В зоне нагнетания теплоносителя, как правило, наблюдается снижение фазовой проницаемости для всех фильтрующихся компонентов. Это обусловлено тем, что при нагреве приобретают подвижность тяжелые компоненты природных битумов, а фильтрация происходит по наиболее проницаемым каналам. Пласт на начальном этапе нагнетания становится непроницаемым, что сопровождается повышением давления закачки теплоносителя. С этим явлением и связано периодическое извлечение битума из нагретой зоны, о котором упоминалось выше. Процесс нагнетания становится циклическим: нагнетание теплоносителя – отбор продукции. Повышение давления нагнетания ограничивается пределом прочности горных пород. Разрыв продуктивного битумного пласта, как правило, приводит к установлению гидродинамической связи с водоносными пластами, в который и уходит весь объем теплоносителя.

Осуществление нескольких циклов нагнетания пара с последующим отбором продукции позволяет увеличить дренируемый объем пласта в зоне теплового воздействия. По завершению операции на данной скважине можно проводить термическое воздействие другими способами, например, низкотемпературное окисление: этот процесс развивается в пласте при чередовании нагнетания теплоносителя и воздуха (О.М.Айзикевич, М.Г.Булыгин, Р.И.Кораблев, 1985; [16]). Окисление происходит в диапазоне температур 20-250°С и сопровождается значительным выделением тепла. Количество теплоты, выделяемой в реакции окисления, определяется количеством поглощенного кислорода, а температура процесса обусловливает степень окисления нефти. Чем выше температура, тем больше кислорода расходуется на единицу массы нефти и больше образуется продуктов глубокого окисления: кислот, углекислого газа, окиси углерода и воды. При 180°С тепловой эффект реакции окисления в расчете на 1 моль поглощенного кислорода лишь на 1-2% ниже теплового эффекта реакции горения (Айзикевич О.М.,Булыгин М.Г., Кораблев Р.И., 1985; [16]).

В результате реакции низкотемпературного окисления в пласте выделяется дополнительное тепло, а газообразные продукты способствуют проталкиванию разогретого продукта по пласту. Основные компоненты газовой фазы – азот и двуокись углерода. При ускоренном развитии низкотемпературного окисления процесс может переходить во внутрипластовое горение (Жданов С.А., Борисов Н.П. и др., 1978).

Разработка скоплений углеводородов тепловыми методами обходится значительно дороже, чем традиционные способы добычи, так как связана с затратами энергии на нагревание теплоносителя и на доставку его в пласт. Кроме того, производство работ по нагнетанию теплоносителя в пласт требует специального оборудования (тепло- и парогенераторы, компрессоры и т.д.). Определенные трудности возникают и по соображениям соблюдения техники безопасности.

Различные технологические мероприятия позволяют увеличить эффективность этих методов. Среди них следует назвать различные химические добавки, увеличивающие охват пласта, снижающие коррозионную активность добываемой продукции, использование теплоизолированных труб, высокотемпературных пакеров и т.п.

Коэффициент битумоизвлечения

Впервые коэффициент битумоотдачи при разработке с применением внутрипластового горения для опытных участков Мордово-Кармальского месторождения определен расчетным путем в «Технологической схеме» за 1974г. [22]. Он составил 53,2 % и носил ориентировочный характер, т.к. в то время еще не было ни лабораторных, ни промысловых данных. В 1978г. в связи с накоплением лабораторных и геолого-промысловых данных коэффициент снижен до 24,2 % [11]. В этом же году объединением «Татнефть» предлагалось увеличить его до 30 % [23]. В «Технологической схеме» за 1980г. коэффициент битумоотдачи увеличен еще до 32 % (Р.М.Гисматуллин, Р.Н.Валеев, В.Л.Штейнгольц, 1979). В 1996г. проведено технико-экономическое обоснование коэффициента битумоотдачи [19]. Он был принят равным 27,2%. При его расчете были уже использованы результаты исследования керна из оценочных скважин, геофизические исследования, специально разработанные для этих целей (И.М.Акишев, Ю.В.Волков, Ф.С.Гилязова, 1992; И.М.Акишев, Ф.С.Гилязова, 1985; Г.Г.Вахитов, Э.М.Симкин, 1985; Р.З.Сахабутдинов, И.Х.Исмагилов и др., 1989; [17]), а также статистический материал и данные лабораторного моделирования. Это действительно всестороннее обоснование с использованием большого количества фактического материала. Полученный коэффициент, возможно, приближается к реальному. Однако, несмотря даже на оптимизм производственников, считающих, что при соблюдении проектных технологических показателей принятый коэффициент битумоотдачи будет достигнут, возникает сомнение в реальности его достижения на конечном этапе разработки.

Дело в том, что этот расчет выполнен с позиций традиционно «нефтяного» подхода. С этой точки зрения сомнение достоверность расчетов не вызывает. Все же не следует забывать, что в данном случае мы имеем дело с битумной

залежью со всей ее спецификой. Это не только вязкость битумов и коллекторские свойства. Среди материалов, использованных для обоснования коэффициента битумоотдачи, совершенно отсутствуют такие специфические сведения, как строение тела битумной залежи и ее резервуара. На важность этого момента неоднократно указывали ряд авторов [16, 17, 20, 21, 24].

В результате экспериментальных работ в лаборатории по изучению фазовой проницаемости керна водоносных пород-коллекторов, залегающих ниже естественного водобитумного контакта, в подошве резервуара Мордово-Кармальской залежи битумов было установлено наличие водонепроницаемых пород, представленных вторично кальцитированными песчаниками [25].

На диаграммах НГК они характеризуются весьма четкими аномалиями. Эти аномалии являются устойчивым репером, позволяющим повсеместно в пределах контура залежи проследить наличие выдержанного плотного водонепроницаемого пласта мощностью 4-9 м.

Таким образом, резервуар самой битумной залежи в подошве оказывается изолированным от остальной части природного пермского водоносного резервуара. Влияние выявленного водоупорного пласта сказывается на характере перемещения флюидов в ходе разработки уже на начальной стадии. Доказательством этому служит наличие перемещения битумов в действующих элементах разработки в интервалы ниже водобитумного контакта, т.е. в ранее водоносные. Это происходит по причине возрастающего давления в тепловом очаге и интенсивного некомпенсированного отбора водобитумной смеси, количество воды в которой достигает 80-90 %. В результате образуются устойчивые депрессионные зоны, так как снизу подтоки невозможны, а боковые подтоки недостаточны для компенсации отобранных объемов жидкости. В эти зоны начинают перемещаться расплавленные битумы, где они затем остывают и ухудшают фазовую проницаемость по воде бывших водоносных песчаников. Несмотря на колебания начального водобитумного контакта, фиксируемые даже в пределах элементов, в наблюдательных скважинах во всех известных случаях четко по керну и каротажу отбивается водобитумной раздел, положение которого всегда ниже, чем в соседних скважинах, пробуренных до начала теплового воздействия.

Таким образом, фиксируются не только ухудшение фильтрационных свойств водоносного пласта, но и напрасные потери битума. Его извлечение уже не будет вопросом сегодняшнего дня.

На следующих этапах разработки, когда первые элементы считаются выработанными, хотя выше показано, что это не совсем так, в строй вводятся следующие элементы и часто даже соседние. В этот момент в еще большей степени начинает сказываться степень гидродинамической изолированности резервуара. Слабые латеральные подтоки воды, скорость которых к тому же понижена из-за ухудшенных коллекторских свойств пород в нижней части резервуара по сравнению с верхней, не могут компенсировать все увеличивающийся отбор флюидов. В результате депрессионные зоны разрастаются и начинают все более интенсивно влиять на характер перетоков.

Сейчас уже накоплено достаточно материла об их проявлениях. Прежде всего, это факты возобновления работы добывающих скважин в выработанных элементах, когда рядом с ними включаются следующие элементы.

Четкую картину направленности таких перетоков в выработанные элементы, в пределах которых сохраняется депрессия, дает геофизика. Повторные съемки через определенные интервалы времени методом естественных потенциалов ЕП (Г.Г.Вахитов, Э.М.Симкин, 1985) убедительно показывают развитие ситуации, создающейся в результате взаимодействия элементов.

Анализ этой ситуации наталкивает на вывод, что в результате поочередного ввода элементов к концу разработки вследствие неоднократной перегонки расплавленных битумов мы распылим значительную часть запасов, т.е. превратим их в неизвлекаемые, по крайней мере на сегодня, исходя из экономических соображений. Тогда реальный коэффициент битумоотдачи с учетом горизонтальных перемещений и плюс еще описанных выше вертикальных перемещений битумов будет ниже так детально обоснованного коллективом РНТЦ ВНИИ [24].

Борьба с этими потерями может быть проведена по двум направлениям:

1. Либо в разработку вводятся сразу одновременно все проектируемые в техсхеме элементы, что реально ни по техническим, ни по экономическим причинам невозможно.

2. Либо с самого начала разработки начинать борьбу с депрессионными зонами в предупреждении перетоков.

В этих целях рекомендуется закачка попутных вод, которые пока сбрасываются в поглощающие интервалы карбона. Она должна проводиться на строго компенсационной основе непосредственно в депрессионные зоны. При этом положительную роль будет играть гидродинамическая изолированность резервуара, предотвращающая распространение вод за пределы резервуара [20, 21].

Принятая сегодня на разрабатываемых месторождениях схема размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин по элементам, постепенный их ввод в разработку и недоучет строения резервуара не обеспечивают реальной возможности достижения упомянутого выше расчетного коэффициента извлечения углеводородов на конечном этапе разработки.

Эти факты наряду с состоянием экономики на сегодняшний день составляют существенную проблему в деле дальнейшего рационального освоения битумных залежей. За последние годы осуществлялось немало опытно-промышленных экспериментов по повышению коэффициента извлечения битумов.

Полнота выработки залежей достигается при условии создания направленного регулируемого потока флюидов. В свою очередь это движение может быть создано с помощью рядной системы скважин с переменной их функцией по мере продвижения теплового очага и выработки пласта [16].

В тыловой части потока размещаются нагнетательные скважины, в которых осуществляется строго компенсационная закачка попутных вод с загустителями в целях ликвидации депрессии.

Таким образом, для борьбы с перетоками флюидов и достижения расчетных коэффициентов битумоотдачи предлагается создавать на разрабатываемых залежах направленно-регулируемые потоки.

Для этого:

1. Применять систему линейного или концентрически расширяющегося размещения скважин в зависимости от формы резервуара и сменной их функции.

2. Применять строго компенсационную закачку попутных вод в выработанные участки залежи с целью выравнивания давления до пластового.

3. Закачку вод осуществлять, учитывая медленность восстановления давления не в подошву продуктивного пласта, а в его выработанные интервалы [16].

Рассмотрим некоторые новые предлагаемые методы разработки, не прошедшие пока стадию испытаний, но

опробование их возможно в будущем при возобновлении опытно-промышленных работ.

Влияние тепловых методов разработки на физико-химические свойства углеводородов

Наиболее интенсивные физико-химические процессы в продуктивном пласте отмечаются в области, предшествующей фронту горения при ВГ. В первую очередь, в этой области происходят изменения сотояния пластовых флюидов – испарение, дистилляция, термическое расширение, снижение вязкости, уменьшение поверхностного натяжения и др. Совокупность процессов и определяет в конечном итоге эффективность применения ВГ, а снижение вязкости и увеличение подвижности углеводородов служит основным технологическим аспектом внутрипластового горения [26, 27]. Зависимость вязкости природных битумов от температуры показана на рис. 6.17.

Рис. 6.17. Зависимость вязкости природных битумов от температуры Т (по Клееву А.М. и др., 1980).

Эксперименты на месторождениях: 1, 2 – Сугушлинском (1977 г. и 1979 г. соответственно); 3 – Мордово-Кармальском (1980г.).

Эффективным вытесняющим агентом нагретой нефти являются газообразные продукты горения. Присутствующий в них углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает дополнительно ее вязкость, увеличивает подвижность и улучшает, в конечном итоге, условия фильтрации по пласту. Химические характеристики получаемой в результате ВГ продукции могут существенно варьировать (Сахабутдинов Р.З., Исмагилов И.Х. и др., 1989; [28]).

Протекающие процессы термического, окислительного и каталитического крекингов изменяют состав углеводородов, увеличивают количество кислородсодержащих соединений, вызывают деструкцию сернистых соединений и породы пласта (Л.А.Нагорный, Л.Г.Ачкасова и др., 1989). Лабораторные эксперименты для исследования влияния ВГ на природный битум Мордово-Кармальского месторождения показали, что в результате горения уменьшается плотность природного битума (936 против нормальной 950 кг/м^3), динамическая вязкость (153 против 8521 Па-с при температуре 20°С), возрастает содержание парафинов в 2 раза (18,9 против 9,2%), незначительно асфальтенов (6,8 против 6,3%), в то же время содержание смол почти не меняется (19,2 против 19,4%) (Г.П.Каюкова, Р.З.Мухаметшин, Г.П.Курбский и др., 1994). По данным лабораторных исследований, отмечается существенное уменьшение содержания серы в нефтепродуктах как следствие влияния ВГ: если в исходном сугушлинском битуме ее содержится 5,14%, то в нефтепродукте, полученном из зоны ВГ, содержание серы составило 3,0% [26]. Интересные результаты получены при изучении керна из контрольной скважины 463а Мордово-Кармальского месторождения, пробуренной в зоне продуктивного пласта после прохождения фронта горения (Н.П.Лебедев, Б.В.Успенский, 1992): в кровле пласта концентрируется легкий битум с аномально высоким для месторождения содержанием масел (до 71,9%). Установлено, количество асфальтенов резко уменьшается (до 3,9%), что является следствием частичного их сгорания и перехода в нерастворимые продукты типа кокса.

Одним из негативных последствий внутрипластового горения является повышение устойчивости образующихся водонефтяных эмульсий [25]. Это объясняется большой долей механических примесей, высокой степенью дисперсности пластовой воды и образованием кислородсодержащих ПАВ, обладающих свойствами стабилизаторов эмульсии (Г.Н.Позднышев и др., 1983).

Физико-химические характеристики нефти, получаемой при паротепловом воздействии, изменяются значительно меньше, чем при ВГ. Это объясняется тем, что предельные температуры в пласте при паротепловом воздействии практически не превышают 100°С. Однако продукция, полученная в результате низкотемпературного окисления, представляет собой устойчивую водонефтяную эмульсию. Ее плотность и вязкость значительно изменяются за счет обогащения продуктами окисления нефти [29].

Как следствие термического воздействия, для всей добываемой продукции отмечается резкое увеличение коррозионной активности пластовых вод и углеводородов. Это связано с интенсивным обогащением пластовых флюидов в процессе разработки углекислым газом, сероводородом и другими кислыми компонентами [30].

6.2.1.2. Карьерный способ добычи битумов

Этот способ широко применяется в Канаде, где разрабатываются битуминозные песчаники Атабасского месторождения. На территории этого месторождения в настоящее время работают две крупные компании. Коэффициент извлечения битумов достигает 0,88-0,91 и более.

В США предполагается начать промышленную разработку залежей битумов открытым способом в районе Асфальтового пояса в штате Юта с производительностью 13,5 тыс. т/сут синтетической нефти.

На основании технико-экономических расчетов американские специалисты считают разработку неглубоких месторождений природных битумов открытым способом экономически выгодным. Кроме того, экономисты находят производство нефти из битуминозных песчаников более благоприятным, чем сланцевой нефти, так как более простой процесс извлечения нефти требует меньше капитальных и эксплуатационных затрат. Наряду с условиями переработки предъявляются также геологические и экологические требования.

Геологические требования – это небольшие глубины залегания и пологие углы падения продуктивного пласта. Таким требованиям в пределах РТ отвечает целый ряд битумных месторождений, приуроченных к песчаникам уфимского яруса. Это месторождения типа Сарабикуловского,

Сугушлинского, Ашальчинского и др. Вскрышные мощности в зоне нахождения месторождений этого типа варьируют в пределах от 4 – 30 м до 60-90 м. Эффективная битумонасыщенная мощность от 3,2-3,5 м до 36 м (Ашальчинское месторождение).

Необходимо учесть тот факт, что в принципе открытые горные работы, в отличие от подземных, тем более скважинной добычи битумов, позволяют практически полностью извлекать битум из породы со всеми ценными компонентами. Поэтому карьерный способ добычи может обеспечить комплексное использование битуминозных пород в качестве сырья для нефтехимии, черной и цветной металлургии, а также строительно-дорожных материалов (Газизуллин, 2003). В то время, как при скважинном способе добычи они могут служить в основном лишь как энергетическое и химическое сырье.

Несмотря на эти достоинства, отечественный и зарубежный опыт работ, применение в РТ этого способа реально не осуществляется. Ведь даже предусматриваемая в проектах работ рекультивация пород в отвалах – не решение всех экологических вопросов. В связи с этим показатели, характеризующие пригодность экстрагированных пород для биологической рекультивации и влияния их свойств на окружающую среду и воспроизводства плодородия, имеют существенную роль, ведь выход из оборота пахотных земель может произойти на достаточно долгое время. Далее, при вскрышных работах до глубины залегания продуктивных пластов уфимского яруса будут затронуты питьевые горизонты, восстановить их после нарушения напластования уже будет невозможно.

Таким образом, плотность населения и его хозяйственная деятельность на территории непосредственно над залежами битумов являются сдерживающим фактором для широкого внедрения карьерных работ. Даже активная позиция проф. Р.Г.Газизуллина (И.М.Акишев, Б.В.Анисимов, П.А.Шалин, 1975; Г.Г.Вахитов, В.Д.Морозов, Р.Х.Сафиуллин, 1986) по частному вопросу – возможности разработки Сюкеевского месторождения битумов на берегу р.Волги из карбонатов казанского яруса не приближает сегодня к решению этой проблемы. В данном случае препятствует этому не только финансовая сторона вопроса, но в основном опять экология.

Сюкеевское месторождение, рекомендуемое к разработке, основной своей частью располагается в водоохранной зоне, где средняя суммарная мощность двух битуминозных пластов составляет около 25 м. В сторону Апастовской площади суммарная толщина продуктивных пластов превышает 32 м. К югу от с.Сюкеево происходит уменьшение ее до 3 – 1 м. Затем снова в районе Старо-Майнской площади – толщина продуктивных пластов достигает 44,5 м. Запасы битумов непосредственно Сюкеевского месторождения оцениваются в 40 млн.т. Содержание битумов в % по массе для верхнего пласта 4,58-4,96% масс., а в нижнем – 1,82 до 3,86% масс. Основные скопления битумов расположены под сульфатной пачкой «подбой», служащей экраном, за исключением участков, характеризующихся литологической неоднородностью и трещиноватостью. Полоса битумонасыщенных пород с изменяющейся их толщиной и битумонасыщенностью прослеживается полосой 1,5-2 км вниз по р.Волге на расстояние 12 км.

Выполнение вскрышных работ неизбежно нанесет урон лесной прибрежной зоне, сдерживающей формирование овражной системы в сторону реки. Эти работы вызовут также усиление оползневых явлений, которые проявляют себя в прибрежной полосе от Тетюш до Ульяновска. Кроме того, большие затраты на рекультивацию при вскрышных работах до 150 м, а также затраты на возможные противооползневые работы вряд ли позволят получить активный баланс в пользу прибыли при осуществлении разработки Сюкеевского месторождения.

6.2.1.3. Шахтный способ добычи

Наиболее вероятным объектом для этого способа добычи является Горское месторождение, располагающееся на границе РТ и Самарской области, восточнее г. Нурлат.

Бурением на глубинах до 300 м вскрыты интенсивно битумонасыщенные оолитовые и органогенно-обломочные доломиты и известняки. Пористость достигает 18-24 %. Проницаемость варьирует от 0,070 до 0,350 мкм^2. Битумонасыщенность достигает 14-15% масс. Толщина вскрытого продуктивного пласта месторождения до 13-14 м.

Разработка Горского месторождения ввиду практической неподвижности битумов предполагается шахтным способом. На основании решения Кабинета Министров РТ о программе опытно-промышленных работ (ОПР) по шахтной разработке природных битумов в 1993г. институтом нефти, газа и энергоэкономики составлен проект разработки и обустройства месторождения. Добыча битума предусматривается подземными горизонтальными скважинами, пробуренными из подземной камеры, которая располагается в продуктивном пласте. Закачку реагентов предполагается также осуществлять в подземные нагнетательные скважины, которые должны буриться из той же камеры. С поверхности до продуктивного пласта бурятся две скважины на расстояние 20 м друг от друга. Диаметр скважин 2,5 м. От забоя этих скважин затем делают проходку камер. В строительстве шахты предусмотрены также нагнетательная и дегазационная скважины. Подъем продукции происходит по основной эрлифтной скважине. На месторождении предусмотрено строительство 23 таких блоков, которые будут вводиться последовательно. Данный проект термошахтного метода отличается малыми объемами подземных выработок, более высокими темпами добычи, достаточно быстрой окупаемостью.

В целях повышения эффективности выработки пласта и снижения энергетических затрат на закачку пара и реагентов предлагается использовать геологические особенности строения битумного тела (Н.П.Лебедев, Б.В.Успенский, 1992). Как показывают лабораторные исследования на содержание битумов в породе-коллекторе, наблюдается резкое чередование интенсивно- и слабобитумонасыщенных интервалов.

Интенсивно битумонасыщенные интервалы являются практически фазовонепроницаемыми, и следовательно, проникновение в них тепло- и химреагентов затруднено и связано с большим расходом энергии, т.е. эти интервалы для закачки неприемлемы. Слабобитумонасыщенные интервалы, связанные с деградацией залежи, являясь природными «окнами» фильтрации, как показывают лабораторные анализы, характеризуются достаточной начальной фазовой проницаемостью.

В случае необходимости увеличить приемистость нагнетательной скважины, пробуренной в таком интервале, следует провести солянокислотную обработку. Породы-коллекторы продуктивного пласта очень эффективно реагируют, как опять показывают лабораторные работы, на рекомендуемое мероприятие. В результате обработки улучшается возможность проникновения теплоносителя в глубь пласта от забоя без увеличения энергетических затрат.

В настоящее время Горское месторождение является единственным, где проектируется разработка битумной залежи в карбонатных коллекторах казанского яруса. Это, несмотря

на то, что именно с этими карбонатами связаны основные прогнозные и разведанные запасы РТ.

Результаты большого объема анализов керна из карбонатов казанских отложений почти по всем разведочным площадям Мелекесской депрессии дают основание говорить о низких коллекторских свойствах пород при весьма высокой степени их битумонасыщенности. Это значит, что, несмотря на повышенный интерес к этим отложениям в связи с богатыми запасами выявленных месторождений, а также ресурсами, реальной возможности для их разработки нет.

Метод термошахтной разработки, рекомендуемый для Горского месторождения, в пределах изученных площадей неприемлем, а тем более скважинный метод. Наиболее вероятной будет шахтная разработка, но с экскавацией породы и последующей ее переработкой на поверхности.

В 1991г. ВНИИКТЭП составил «Технико-экономические расчеты разработки и обустройства шахтным способом Подлесного месторождения ПБ». По этим материалам вести работы предусматривалось новым вариантом термошахтного метода – интенсивно подземно-поверхностным способом.

По этому способу добыча битума осуществляется наклонно-направленными скважинами, которые должны буриться из подземной галереи. Эта галерея должна располагаться ниже продуктивного пласта, а закачка пара – в нагнетательные скважины, пробуренные из галереи, проведенной над пластом. Предусматривалась герметизация галерей и скважин для откачки битума и воды.

В целом шахтный метод разработки битумных залежей, особенно в сравнении с карьерным, обеспечивает благоприятные санитарно-гигиенические нормы и безопасность условий труда. Он является достаточно экономически чистым и, что особенно важно, позволяет сохранить в обороте плодородные пахотные земли.

Основой рентабельной разработки месторождений ПБ является выход на промышленные объемы добычи и обеспечение нетрадиционной переработки с получением продуктов малотоннажной химии, битумных лаков и шумопоглощающих составов, специальных масел, сульфонов, сульфоксидов, специальных, дорожных, строительных битумов и т.д.

В институте ВНИИнефть выполнена специальная работа «ТЭО технологических схем переработки природных битумов Республики Татарстан и изучение потребительского рынка производимых продуктов», в которой обосновывается путь к расширению ассортимента нефтепродуктов за счет переработки тяжелых остатков после АВТ. Схема довольно гибкая. Меняя режимы отдельных аппаратов, используя различные присадки, можно получать различное количество того или иного нефтепродукта. Предлагается схема переработки по эффективному использованию тяжелых фракций с получением товарных продуктов. Бензиновая фракция используется в качестве растворителя при производстве лаков и мастики. Дизельную фракцию как готовый продукт можно использовать в качестве растворителей парафинов при обработке скважин. Масляная фракция может использоваться в качестве пластификатора РТИ (масло пластар, ПН-6).

Гудрон – на блоке компаундирования получаются лаки (БТ) и мастики (БМП-1, ВШПМ).

Масляная фракция – может быть использована в качестве компонента для приготовления смазочно-охлаждающих жидкостей.

Битумные лаки – применяются в электротехнической промышленности и строительстве.

Мастики – являются высокоэффективными вибропоглощающими материалами.

Указанные материалы являются не только изделием для автомобильной промышленности, но и товарами народного потребления.

Мягчители – широко используются в резинотехнической и шинной промышленности, позволяя регулировать важнейшие свойства резиновых изделий.

Сульфоны – являются эффективными собирателями при флотации цветных руд. В сельском хозяйстве использование нефтяных сульфонов обусловлено их высокой биологической активностью. Установлена эффективность нефтяных сульфонов при лечении микроспории и трихофитии животных. В химической технологии сульфоны могут найти применение как растворители целого ряда веществ, пластификаторы органических стекол, волокон, поливинилхлорида.

Предполагаемый эффект от освоения месторождений ПБ – не только уменьшение дефицита в нефтебитумах, лаках, мягчителе резин, но и производство препаратов для ветеринарии и высокоэффективных репеллентов, радиационно-защитных покрытий саркофагов для радиоактивных отходов и скотомогильников; а также: открытие новых рабочих мест; увеличение производственного потенциала за счет создания предприятия по добыче ПБ и переработке продуктов; поступления в бюджеты всех уровней отчислений от прибыли и налогов.

Таким образом, рентабельное развитие битумного производства возможно в комплексе: «добыча + переработка + реализация продукции переработки».

Но возможны и другие варианты использования ПБ.

Казанским государственным технологическим университетом совместно с ОАО «ВНИИУС» разработана сольвентная технология переработки ПБ и нефтяных остатков с возможностью получения накопленных битумных материалов. Она позволяет разделить тяжелое нефтяное сырье (в том числе ПБ) на две части. Легкая часть, доля которой может достигать до 60% от исходного сырья, обладает более привлекательными физико-химическими характеристиками. Она имеет более легкий фракционный состав, меньшую плотность, значительно более низкую вязкость, в два раза меньшее содержание серы и практически полное отсутствие металлов. Эта часть транспортабельна по трубопроводному транспорту и может перерабатываться с использованием традиционных технологий.

Тяжелая часть является прекрасным сырьем для производства широкого ассортимента товарных битумов и битумополимерных материалов. Организации производства таких материалов в Татарстане благоприятствует наличие в республике крупных мощностей по производству различных полимеров.

Разработанный аппарат, кроме разделения нефтяного сырья по принципу однократного испарения, позволяет разделить и жидкую фазу на легкую и тяжелую части. При этом легкая часть обогащается углеводородами, а тяжелая –асфальто-смолистыми соединениями. Гетероатомные соединения (сернистые, кислородные, азотистые) преимущественно концентрируются в тяжелой части. Это улучшает адгезионные характеристики битумной продукции. Такое перераспределение компонентов благоприятно влияет и на качество легкой части как сырья для производства топлив, и на качество тяжелой как сырья для производства битумной и битумополимерной продукции.

Технология облагораживания природных битумов с использованием разработанного КГТУ аппарата проста, не требует сложного, дорогостоящего оборудования и может быть реализована в нефтепромысловых условиях.

Одним из вариантов использования легкой части природных битумов рассматривается использование ее как сырья для намечаемого нефтеперерабатывающего завода мощностью 3 млн. тонн в год.

Для переработки тяжелой части можно применить ряд технологий получения дорожных и строительных битумов.

Кроме того, природные битумы могут быть рассмотрены также как топливо для энергетического комплекса республики. При наличии в республике больших запасов тяжелых битумов производство оримульсий, представляющее собой нераспадающуюся смесь тяжелого битума (70%) и воды (30%), для сжигания в котельных и тепловых электростанциях явилось бы еще одним из возможных направлений эффективного использования природных ресурсов. Созданные для сжигания этой смеси специальные установки используются в Венесуэле, Китае, Швеции, Великобритании, Италии.

***

Промышленное освоение месторождений природных битумов и битуминозных пород – сложная научно-техническая и народнохозяйственная проблема XXI века.

Проведенный анализ опытных работ по повышению эффективности разработки залежей природных битумов и высоковязких нефтей за рубежом и в странах СНГ свидетельствует, что традиционная технология зачастую не позволяет получить приемлемые результаты. Применяемые способы теплового воздействия не всегда дают возможность обеспечить высокую эффективность их добычи: наблюдаются прорывы нагнетаемых агентов к добывающим скважинам, что приводит к неустойчивости процесса. Неглубокое залегание битуминозных пластов и их низкая проницаемость в отдельных случаях осложняют выработку скважинной гидродобычей. Строительство карьера приводит к нарушению природного экологического равновесия. Эксплуатацию залежей в таких условиях рекомендуется начинать с наиболее благоприятных участков.

Стратегический подход к решению проблемы освоения ресурсов природных битумов заключается в разработке принципиально новых методов и технологий, предназначенных для всех этапов – от поисков и разведки до контроля состояния окружающей среды на стадии разработки месторождения.

6.3. Перспективы нефтепоисковых работ в рифей-вендских отложениях

Копни поглубже, найдешь погуще.

Русская народная пословица

Чтобы построить полную теорию, фактов всегда достаточно, не хватает только фантазии.

Дмитрий Блохинцев

Восточные районы Татарстана территориально входят в восточную часть Волго-Уральской области и оценка перспектив нефтегазоносности допалеозойских отложений республики должна решаться с учетом имеющихся по данной проблеме материалов по провинции в целом с рассмотрением условий формирования и сохранности залежей нефти и газа детальным изучением истории тектонического развития региона.

Решением вопросов, связанных с оценкой перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской области, в разные годы занимались А.А.Трофимук, К.Р.Тимергазин, Л.Д.Ожиганова, Н.П.Егорова, С.Г.Морозов, М.М.Балашова, И.Е.Постникова, А.А.Клевцова, Е.М.Аксенов, Г.М.Фролович, Н.С.Лагутенкова, Н.А.Зуфарова, О.П.Загулова, А.Г.Низамутдинов и многие другие. Геолого-геофизические материалы, полученные в результате бурения глубоких скважин в западной Башкирии до 1959 года, обобщены К.Р.Тимергазиньм в монографии «Додевонские образования западной Башкирии и перспективы их нефтегазоносности» [31]. В этом капитальном труде дано стратиграфическое расчленение, литолого-фациальный состав, обоснование возраста, основные черты тектоники и палеогеографии додевонских образований западной Башкирии и рассмотрены перспективы их нефтегазоносности. Аналогичная информация по рифей-вендским отложениям Волго-Уральской провинции по работам до 1977 года приведена в коллективной монографии «Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции» [32], а по всей Русской плите – в монографии И.Е.Постниковой «Верхний докембрий Русской плиты и его нефтеносность» [33]. Работы до 1982 года обобщены в монографии Н.С.Лагутенковой и И.К. Чепиковой «Верхнедокембрийские отложения Волго-Уральской области и перспективы их нефтегазоносности» [34]. Вопросы нефтегазоносности допалеозойских отложений востока Русской плиты освещены в многочисленных статьях [35, 36, 37, 38, 39], тематических сборниках, препринтах [40, 41] и научно-производственных отчетах.

Рифей-вендские осадочные образования в пределах восточного Татарстана занимают значительные площади и развиты, в основном, по обрамлению Южно-Татарского свода (ЮТС) – на юго-восточном, восточном и северо-восточном склонах.

Общая площадь их распространения на территории Татарстана составляет 4582 кв.км в пределах Мензелино-Актанышской, Азево-Салаушской и Кучуковской площадей на северо-востоке, Бавлинской, Сулинской, частично Бугульминской и Лениногорской площадей на юго-востоке республики. Они вскрыты на глубину не менее 100 м 87-ю поисково-разведочными скважинами. Изученность рифей-вендских отложений по площади составляет в среднем 40 кв.км на одну глубокую скважину. Однако, если на отдельных участках Бавлинской и Сулинской разведочных площадей территория развития рифей-венда, приходящаяся на одну скважину, составляет 15–20 кв. км, то на Мензелинско-Актанышской разведочной площади эта цифра увеличивается до 55–60 кв. км, а в пределах Азево-Салаушской площади пробуренные скважины отсутствуют.

Осуществляемая в последнее время программа поисково-разведочных работ на рифей-вендские отложения [38] требует внесения уточнения и дополнения в структурно-тектоническую схему восточного Татарстана. Поэтому для более детального изучения докембрийских образований можно взять отдельные, более мелкие участки регионов, выделив при этом характерные их черты строения, взаимосвязь и обособленность геологических процессов на небольших структурно-тектонических участках или зонах.

Юго-восточный склон ЮТС (рис. 6.18), названный в полосе сочленения с северным бортом Сергиевско-Абдулинского авлакогена Урустамакской зоной, осложнен заливообразными каньонами, опоясывающими структурные поднятия. Один из таких каньонов, выполненный отложениями рифей-венда, известен в районе Бавлов (скв. 20012 Бавлинская).

Следующим видом морфологических элементов по поверхности рифей-вендских отложений являются мысовидные структуры, к числу которых относится Фоминовское поднятие. Оно по поверхности кристаллического фундамента соответствует горстообразному выступу. Фоминовская

структура ориентирована с юго-запада на северо-восток и, по-видимому, составляет единую структурную зону с расположенными к югу от него поднятиями (Алексеевское и Тат-Кандызское). В пределах Фоминовского выступа рифей-вендские отложения отсутствуют. Наивысшая точка поверхности кристаллического фундамента установлена на абсолютной отметке -1725 м (скв. 25). Размеры выступа составляют 45 х 30 км, поднятие представляет собой крупную, наклоненную к югу террасу с крутыми уступовидными склонами, ограниченными системой разломов.

Размеры Алексеевского поднятия значительно меньше и составляют 7 х 9 км, Тат-Кандызского – 12 х 9 км. В целом по поверхности кристаллического фундамента их можно объединить в Фоминовско-Кандызский блок. Последний на севере отделяется от Туймазинско-Бавлинского вала узкой полосой развития рифей-вендских образований, которые ограничивают Фоминовско-Кандызский блок с юга и востока. Кроме того, рифей-вендские отложения вскрыты глубокими скважинами в узком прогибе, пересекающем описываемую территорию с юго-запада на северо-восток и отделяющем от основного блока его юго-восточную часть (Тат-Кандызский выступ фундамента).

Современный структурный план Урустамакской зоны по поверхности кристаллического фундамента определяется в основном влиянием разломов субширотного простирания (с севера на юг – Фоминовский, Сулинский, Тат-Кандызский разломы). Активизация разломов происходила, по-видимому, в позднерифейское время, когда Татарский свод испытывал интенсивные горизонтальные перемещения с раскалыванием, надвиганием и смещением одних блоков и массивов, с короблением, смятием и деформацией других.

Косвенными признаками вышеперечисленных процессов являются результаты бурения скв. 1 Морозовская, где наблюдается «повторение» разреза [42]. В других скважинах, пробуренных в этой зоне, по керну отмечаются милониты, что говорит о разрывных нарушениях в зонах дробления.

Восстановить рельеф первоначальной поверхности кристаллического фундамента оказывается невозможным в силу того, что данная зона подвергалась воздействию многократных тектонических процессов по различным направлениям, имеющим противоположные знаки, с одновременным движением их в разных плоскостях.

В северной части зоны выделяется участок, ограниченный с юга Фоминовским разломом, где поверхность фундамента представляет собой впадину, линейно вытянутую в субширотном направлении и совпадающую примерно по простиранию с линией Фоминовского разлома. Наиболее погруженная часть впадины проходит в районе глубоких поисковых скважин 4, 7, 16 Бавлинской площади по абсолютным отметкам от –1650 до -2000 м.

В южной части Урустамакской зоны предполагается вскрытие поверхности кристаллического фундамента в непосредственной близости от осевой зоны Сергиевско-Абдулинского авлакогена на отметках примерно от – 2800 до -3000 м.

Структурный план эродированной поверхности рифея резко отличен от структурного плана поверхности кристаллического фундамента: здесь можно локализовать три участка. Самый северный участок, так же, как и по поверхности кристаллического фундамента, занимает южную часть Бавлинской площади и в целом представляет собой погружающуюся в северо-восточном направлении изометричную валообразную складку. Глубина погружения складки в субширотном направлении составляет в пределах западного и восточного обрамлений Бавлинской площади более 140 м.

Центральный участок, занимающий северную часть Сулинской разведочной площади, также представляет собой в структурно-тектоническом отношении моноклинальный склон с общим погружением на северо-восток. Особенностью этого участка является то, что простирание склона изменяется примерно на 70–80 градусов, переходя от субширотного к субмеридиональному. Величина погружения здесь составляет 190–200 м.

Рис. 6.18. Тектоническая схема Бавлинской и Сулинской площадей:

1 – изогипсы поверхности осадочного докембрия, *2* – выступ кристаллического фундамента, *3* – разломы, *4* – скважины, *5* – административная граница Татарстана

Самый южный участок занимает наибольшую площадь и представляет собой весьма пологий склон с общим погружением на северо-восток с глубинами погружения до 35–40 м. В центральной и южной частях склон осложняется двумя изометричными локальными структурами, вытянутыми в северо-восточном направлении. Амплитуда структур небольшая, менее 10–15 м. Южнее Шалтинского разлома происходит резкое погружение по поверхности рифея, отмечаемое по поверхности кристаллического фундамента.

Очевидно, что передовая бортовая часть зоны испытывает погружение осадочного чехла и кристаллического фундамента в сторону осевой линии Сергиевско-Абдулинского авлакогена. От линии Шалтинского разлома от крайних юго-восточных границ Татарстана глубина погружения не менее 1150–1200 м, причем в южной части этого участка усредненный угол наклона поверхности почти вдвое больше северного наклона и составляет около 10 градусов.

Вся область развития рифей-вендских отложений юго-востока Татарстана подразделяется условно на два участка – северный и южный. Разделение участков проводится по Фоминовскому разлому, причем наименьший перепад

абсолютных отметок глубин поверхности докембрия по обеим сторонам разлома составляет 60–80 м с погружением к югу.

Структурная поверхность докембрия на северном участке представляет собой изометричную, вытянутую в северо-восточном направлении складку с погружением почти на запад. Северное крыло складки более пологое, чем южное, причем угол наклона последнего достигает 15 градусов. Глубина погружения складки небольшая, 60–65 м.

Южный участок структурной поверхности докембрия представляет собой пологую моноклиналь с погружением к югу. Моноклиналь имеет в своей северной части осложнения в виде локального поднятия с амплитудой около 25 м. Поднятие с севера экранировано Фоминовским сквозным разломом субширотного направления. Общая глубина погружения моноклинального склона южного участка составляет примерно 120–130 м.

К северу от Урустамакской структурной зоны, в пределах восточного склона ЮТС выделяется Актанышская тектоническая зона, включающая три разведочные площади – Мензелино-Актанышскую, Азево-Салаушскую и часть Кучуковской.

При рассмотрении структурного плана докембрийской поверхности Актанышской зоны, представленной в основном нижнерифейскими образованиями в связи с отсутствием каировской свиты венда, мы выделяем две условные области с различной степенью развития структурных форм.

Первая – северная часть зоны, разделяемая от южной субширотным Прикамским разломом (Кучуковская и Азево-Салаушская разведочные площади), по докембрийской поверхности представляет собой моноклинальный склон (рис. 6.19) с пологим падением в сторону Камско-Бельского авлакогена и с простиранием, параллельным осевой линии авлакогена (углы падения до 3–5 градусов). К северо-востоку в пределах Кырыкмасской площади (Удмуртия) наклон моноклинали уменьшается до 2–3 градусов. Эта часть зоны характеризуется относительно слабой активностью тектонических подвижек. Здесь, очевидно, имели место вторичные горизонтальные перемещения, являвшиеся следствием основных движений блоков в центральной части Татарского свода. Косвенным признаком вторичных тектонических процессов в северной части Актанышской зоны является то, что блоки здесь сравнительно небольшой величины, раздробленные. Довольно часто встречаются по разрезу «перетертые» породы фундамента, можно сказать, что в пределах Азево-Салаушской площади продвинулись гораздо дальше к востоку, чем в пределах Кучуковской. Это объясняется непосредственным примыканием Азево-Салаушской площади к основной мобильной зоне и более значительным вовлечением ее в горизонтальное перемещение. А в пределах Кучуковской блоки не могли испытывать того же влияния, поэтому здесь произошло в какой-то мере «разворачивание» блоковой системы. Эти процессы в северной части наложили своеобразный отпечаток как на докембрийскую поверхность, так и на условия формирования докембрийских образований. В северной части Азево-Салаушской площади отчетливо проявляется «структурный нос», обращенный в сторону выступа фундамента, а в пределах Кучуковской площади, в ее крайней северо-восточной части, очертания «структурного носа» вытягиваются в сторону падения склона, к северо-востоку.

Вторая – южная часть зоны (рис. 6.20) (Мензелино-Актанышская и северная часть Уральской площади) характеризуется укрупнением фронтальных размеров блоков фундамента: здесь активность тектонических движений достигла наибольшего развития, о чем свидетельствуют разломы более высокого порядка с большей протяженностью. По поверхности осадочных образований докембрия можно выделить несколько поднятий, осложняющих моноклинальное погружение к северо-востоку, в сторону осевой части Камско-Бельского авлакогена (см. рис. 6.20). От выступа кристаллического фундамента до крайних северо-восточных границ республики уровень докембрийской поверхности понижается на 250–280 м, что составляет 3–5 градусов в целом по площади.

Структурная карта поверхности кристаллического фундамента является весьма приближенной, поскольку базируется лишь на результатах интерпретации данных полевой геофизики: глубоких скважин, достигших пород фундамента под рифей-вендскими образованиями в настоящее время всего две – 20005 Карачевская и 183 Султангуловская, а скважина 203, пробуренная восточнее 183, достигнув забоя 3543 м (рифей), не вскрыла кристаллический фундамент.

Неоднократная перестройка структурных планов, обусловленная следствием многофазности проявившихся тектонических процессов, слабая изученность территории глубоким бурением и полевой геофизикой, значительная изменчивость и дифференцированность литолого-фациального состава пород, недостаточность выделения возрастных коррелятивов затрудняют изучение и сопоставление геологических разрезов скважин, определение генетической связи кристаллического фундамента и осадочного чехла, в особенности рифей-вендских отложений.

Практически отсутствие принципа сопоставления сохраняется и в плане, что влияет на результаты работ как сейсморазведки, так и глубокого бурения.

В настоящее время в пределах развития рифей-вендских отложений в Татарстане не подготовлено ни одного поднятия, не выявлено и залежей нефти, несмотря на значительные мощности пород коллекторов и небольшие признаки нефтенасыщения пород в пробуренных скважинах. Между тем статистика нефтепроявлений по соседним регионам имеется.

Мензелинский выступ свидетельствует о широком спектре возможной нефтегазо-битумоносности терригенной толщи осадочного докембрия, ее достаточно высокой степени нефтеперспективности. Зафиксированные проявления и скопления углеводородов тяготеют к бортовым частям впадин, к зонам выступов, что, кстати, характерно и для аналогичных отложений Сибирской платформы, в частности, Иркутского амфитеатра. На соседней территории Удмуртии нефтеносные песчаники в разрезе вендских образований установлены на Кулиничском, Лозолюкско-Зуринском, Шарканском и Дебесском месторождениях. Промышленные притоки нефти из вендских образований получены на Соколовской и Сивинской площадях в Пермской области.

Ближайшие перспективы рифей-вендских отложений в республике связаны с районами, примыкающими к бортовой части Камско-Бельского авлакогена, учитывая определенную аналогию геологического строения с вышеупомянутыми регионами.

Сравнение битумо-геохимических характеристик рифей-вендских отложений востока Русской платформы и Иркутского амфитеатра показывает на сходность полученных геолого-геохимических результатов. Палеогидрогеологическая характеристика подземных вод свидетельствует о наличии в них четкой зональности как в вертикальном разрезе, так и по горизонтали. Исследованные гидрогеологические параметры по материалам глубокого бурения свидетельствуют о седиментационном происхождении рифей-вендских вод, что одновременно указывает на благоприятные условия для сохранения углеводородных скоплений. Присутствие в водах осадочного докембрия метано-азотных растворенных газов с тяжелыми гомологами метана, летучих фенолов, повышенное

Рис. 6.19. Тектоническая схема Кучуковской и Азево-Салаушской разведочных площадей:

1 – изогипсы поверхности осадочного докембрия, *2* – выступ кристаллического фундамента, *3* – разломы, *4* – линия профиля между проектными скважинами, *5* – административная граница Татарстана

Рис. 6.20. Тектоническая схема Мензелино-Актанышской площади:

1 – изогипсы поверхности осадочного докембрия, *2* – выступ кристаллического фундамента, *3* – разломы, *4* – линия профиля между проектными скважинами, *5* – административная граница Татарстана

содержание аммония, брома, органического углеводорода, кальция рассматриваются как показатель возможной нефтегазоносности рифей-вендских отложений.

По мнению большинства исследователей, многочисленные нефтегазопроявления, выявленные непромышленные и полупромышленные залежи нефти, наличие в разрезе первично-битуминозных свит, песчано-алевритовых пород с удовлетворительными коллекторскими свойствами и сравнительно мощных глинистых толщ с хорошими экранирующими свойствами, благоприятные структурно-тектонические условия позволяют положительно оценивать перспективы нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений востока Волго-Уральской области.

В настоящее время промышленные залежи нефти здесь установлены в скважине 52 Соколовская, а проявления углеводородов зафиксированы на различных стратиграфических уровнях: в калтасинской (скв. 82 Орьебаш и 7000 Арлан), тукаевской (скв. 11 и 17 Орьебаш, 65 и 119 Серафимовские, 1, 4 и 7 Черновка и др.), леонидовской (скв. 16 Бавлы, 7 Сулинская), байкибашевской (скв. 103 Кушкуль, 1, 2 и 3 Сива, 1, 7 и 8 Таныр и др.), старопетровской (скв. 77 Чекмагуш, 20 Игровка, 800 Сергеевка и др.), салиховской (скв. 5 Шихан, 51 Салихово, 300 Ишимбай), карлинской (скв. 5 Старопетрово, 2 и 6 Сухопольские) и гожанской (скв. Сива, Баторбай, Таныр, Аряжск и др.) свитах. Достаточно подробное описание всех этих нефте-, газо- и битумопроявлений и их геохимические особенности приведены в монографиях [43, 44, 45], и на их характеристике мы не будем останавливаться. В последние 6–8 лет новые нефтепроявления выявлены в Удмуртии на Шарканской площади. Здесь в скважине 1060 из бородулинской свиты венда (интервал 2302–2313 м) в 1988 г. получен приток нефти (после электроподогрева) дебитом 7 т/сут. Нефть газированная, с газовым фактором 6,9 м^3/т, пористость песчаников достигает 12,1– 19,7%. Нефтенасыщенные песчаники в скважинах 1062, 1067 и 1070 имеют мощность от 1,6 до 15,0 м. В скважине 1067 нефтепроявления отмечены и в доломитах калтасинской свиты. В Пермском Прикамье в 1986 г. открыто Ефремовское месторождение, на котором в скважине 1018 из верещагинской свиты венда (интервал 2586–2591 м) получен приток высоковязкой нефти дебитом 3,6 м^3/сут. Мощность нефтенасыщенных песчаников достигает 7 м [46]. В южной части Пермской области в скважине 203 Бедряжская в шлифах из доломитов калтасинской свиты обнаружены следы миграции легких углеводородов из тонких трещин, заполненных маслянистым и легкосмолистым битумоидом [46]. Детальное изучение допалеозойских отложений этой скважины, выполненное Т.В.Белоконь, А.З.Кобловой и другими [40], позволило обнаружить в них сравнительно повышенные концентрации относительно легких битумоидов нефтяного ряда. Изученный цитируемыми авторами до глубины 4380 м разрез этой скважины не выявил истощения нефтематеринского потенциала и снижения насыщения углеводородами пород с глубиной. Напротив, в призабойной части наблюдался положительный тренд всех показателей. Это значительно повышает не только перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов, но и вероятность, при благоприятных геологических условиях, обнаружения в верхнем докембрии легких нефтей и газоконденсатов.

Геохимическими исследованиями верхнедокембрийских отложений Волго-Уральской области, выполненными Н.П.Егоровой, О.П.Четвериковой, Е.С.Ларской, В.И.Внутских, О.П.Загуловой, Т.В.Белоконь, А.З.Кобловой и другими, показано, что в позднем докембрии накапливалось органическое вещество исключительно сапропелевого типа. Основным исходным материалом для него явились продукты разложения фитопланктонных (сине-зеленые и зеленые водоросли) и зоопланктонных организмов. Доказано, что большая часть пестроцветных пород рифея и венда образовалась в слабоокислительной или нейтральной обстановке. Слабая восстановленность пород обусловлена дефицитом органического вещества. Содержание $C_{орг}$ в этих породах не превышает сотых долей процента [47], а битумоидов – от следов до тысячных долей процента. Вместе с тем наблюдаемые в разрезах рифея и венда пачки и толщи темно- и сероцветных пород формировались в слабо восстановительной и восстановительной обстановке, так как они характеризуются относительно повышенным содержанием органического вещества (от 0,1 до 0,3 и до 2,5%) и повышенной битуминозностью (сотые, реже десятые доли процента). Такие породы цитируемыми исследователями рассматриваются как первично-битуминозные с остаточным синбитумоидом. Но в породах верхнего докембрия органическое вещество, органический углерод и битумоиды распространены крайне неравномерно. Наиболее повышенным содержанием органического вещества (0,1–0,77%), органического углерода (0,1–0,17%) и битумоидов (0,01–0,02%) характеризуются калтасинская, старопетровская и карлинская свиты. Н.П. Егорова [48, 49] к таким первично битуминозным (нефтепроизводящим) толщам в западной Башкирии относит саузовскую и ашитскую подсвиты калтасинской свиты и кабаковскую свиту нижнего рифея, акбердинскую толщу ольховской свиты среднего рифея, кармалкинскую толщу приютовской свиты верхнего рифея, старопетровскую и карлинскую свиты венда.

По данным Н.П. Егоровой [48, 49], Н.С. Лагутенковой с соавторами [34] и других исследователей, положение нефтепроизводящих толщ в разрезе определяет распределение нефтегазопроявлений и рассеянной битуминозности в вышележащих отложениях. Известно, что в докалтасинских отложениях пока каких-либо нефтегазопроявлений не установлено, проявления же УВ в самой калтасинской свите приурочены к отложениям саузовской и ашитской подсвит, обладающих повышенной первичной битуминозностью. В надкалтасинской тукаевской свите нефтепроявления связаны с нефтепроизводящими толщами калтасинской свиты, в байкибашевской свите проявления УВ выявлены в основном там, где она залегает на калтасинских карбонатных породах и только в единичных случаях – над нефтепроизводящими отложениями акбердинской и кармалкинской толщ. Нефтегазопроявления в старопетровской свите территориально совпадают с распространением первично-битуминозных толщ калтасинской и самой старопетровской свиты (возможно также с акбердинской и кармалкинской толщами), в салиховской – с первично-битуминозными пачками старопетровской свиты, в карлинской – с площадью распространения первично-битуминозных толщ самой карлинской свиты [36, 48]. Таким образом, известные на территории востока Волго-Уральской области нефте- , газо-, битумопроявления указывают на возможность реализации нефтематеринского потенциала выделенных здесь первично-битуминозных свит с образованием промышленных залежей углеводородов.

По результатам изучения разрезов глубоких скважин и данным МОГТ установлено, что в рифей-вендских отложениях востока Волго-Уральской области отмечаются регионально выдержанные пласты песчаников и алевролитов. Имеющийся фактический материал по пористости, проницаемости и общей песчанистости терригенных толщ рифея [31, 33, 34, 36, 49, 50] показывает, что удовлетворительными, а иногда и хорошими коллекторскими свойствами характеризуются песчаники ротковской, тукаевской и леонидовской свит рифея. Эти песчаные пласты перекрываются сравнительно выдержанными и мощными (от 20 до 50 м и более) регионально развитыми толщами слабо алевритистых аргиллитов с прослоями глинистых алевролитов, которые могут рассматриваться как покрышки. В качестве таковых для ротковских песчаников могут служить аргиллиты и мергели минаевской подсвиты прикамской свиты, для тукаевских песчаников – глинисто-карбонатные отложения ольховской свиты. Леонидовские песчаники не имеют регионально выдержанной непроницаемой покрышки, водоупором для них могут служить аргиллиты старопетровской свиты.

В породах верхнего докембрия наблюдается значительная трещиноватость, вызванная тектоническими и диаге-

нетическими процессами. Трещины развиты практически во всех отложениях и имеют вертикальное или субвертикальное, а иногда и весьма разнообразные направления. Длина трещин по керну изменяется от 1–2 до 10–15 см, а ширина – от долей миллиметра до 5–10 мм. Трещины выполняются кальцитом, доломитом и другими минералами, однако есть и открытые трещины [32]. Наличие открытых трещин в породах верхнего докембрия доказывает возможность распространения среди них трещинных коллекторов.

Таким образом, на территории Волго-Уральской области в верхнедокембрийских отложениях развиты регионально выдержанные толщи и пласты песчаников и алевролитов, которые вполне могут быть удовлетворительными коллекторами для нефти и газа. Пачки аргиллитов, перекрывающие песчано-алевритовые породы, при благоприятных условиях могут быть флюидоупорами.

Для формирования и сохранения залежей углеводородов одним из основных условий является благоприятная тектоническая обстановка, обуславливающая образование и сохранение ловушек для УВ. В настоящее время, по данным геофизических исследований, выполненных в 1981– 1987гг. под руководством Л.Н.Горюнова и А.А.Скрипия, на территорию западной Башкирии составлены схематические структурные карты по нескольким отражающим горизонтам: по кровле пород кристаллического фундамента, по поверхности калтасинской и тукаевской свит, по подошве венда. На них выделены крупные структурно-тектонические элементы (юго-восточный склон Татарского свода, юго-западный склон Красноуфимского свода, Серноводско-Абдулинский авлакоген и др.), зональные структурные элементы (Кушкульская ложбина, Благовещенская впадина, Тавтимановский структурный выступ и др.) и локальные поднятия (Чераульское, Игровско-Четырмановское, Барангуловское, Вавиловское и др., [51]). На части этих структур для уточнения строения крупных структурных элементов и выявления зон и локальных объектов для поисково-разведочных работ на нефть и газ выполнены детальные сейсмические исследования и сделаны соответствующие рекомендации. Аналогичные геофизические работы выполнены в Татарстане, Удмуртии и Пермской области. Для рифей-вендских отложений, имеющих сложное строение, нарушенное разрывными дислокациями [41, 42, 52], необходимо выявлять неструктурные ловушки, то есть ловушки неантиклинального типа. Это зоны стратиграфического и литологического выклинивания, наличие стратиграфических несогласий, резкая смена фаций во времени и по простиранию, тектонические нарушения. Анализ геологических материалов [31, 32, 33, 34] показал, что стратиграфические ловушки могут быть обнаружены в отложениях прикамской, калтасинской, тукаевской свит рифея и в венде. Литологические ловушки можно обнаружить в калтасинской, тукаевской, байкибашевской, старопетровской, салиховской и карлинской свитах. Тектонически экранированные ловушки могут быть установлены по всему разрезу рифей-вендских образований. В довендских отложениях они, по-видимому, будут определяющими.

С точки зрения оценки перспектив вендских отложений Волго-Уральской области, отметим следующее. Как было показано выше, венд юго-востока Татарстана и сопредельной части западной Башкирии образует одно геологическое тело, простирающееся далеко на север в пределы Удмуртии и Пермской области. В отложениях венда, по данным МОГТ, выделяется семь (Пермское Прикамье, [53]) или шесть (западная Башкирия, [31, 54]) пластов песчаников V_{VI} –V_I, обладающих различными коллекторскими свойствами и содержащими все известные в венде нефтегазопроявления.

Пласт V_{VI} связан с базальными горизонтами байкибашевской свиты, он сложен неотсортированными или плохо отсортированными полимиктовыми песчаниками. Мощность его изменяется от 5 до 40 м, общая песчанистость достигает 22–100%, эффективная песчанистость чаще всего 30–60%, открытая пористость характеризуется значениями 2–13,5%, проницаемость 16–123 мД. Песчаники пласта V_{IV} скв. Сива 1, 2 и 3 интенсивно пропитаны нефтью. Здесь впервые для Волго-Уральской области из отложений верхнего докембрия была открыта непромышленная нефть [34].

Пласты V_V и V_{IV} приурочены соответственно к основанию и верхней части разреза старопетровской свиты. Пласт V_V прослежен в скважинах 11 и 17 Орьебаш, 3 Караидель, 1 Таныпь, 23 Гожан, 37 Верещагине, 1 Бородулино и др. Его мощность изменяется от 5 до 35 м, сложен он мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми полимиктовыми и полевошпат-кварцевыми алевролитами, общая песчанистость 60–100%, эффективная – обычно 70%. Открытая пористость песчаников изменяется от 4–8 до 13,7%, проницаемость – от 1 до 43.4 мД. В скважинах 1 Бородулино, 37 Верещагине, 41 Черновка, 2 Ишимово и др. к этому пласту приурочены нефте- и битумопроявления [31, 35].

Пласт V_{IV} выделен в разрезах тех же скважин, что и пласт V_V, а также в скважинах 27 Надеждино, 34 и 39 Четырман, 69 Татышлы и др. По основным параметрам он близок к пласту V_V. Мощность его изменяется от 40 до 60 м, он характеризуется значительной фациальной изменчивостью. Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами преимущественно полимиктового состава, хорошо и средне отсортированными. Общая песчанистость пород изменяется от 50 до 100%, эффективная – 50–75%; открытая пористость 6,4–13,4%; проницаемость изменяется от долей миллидарси до 85 мД. Во всех разрезах над пластами V_V и V_{IV}развиты пачки аргиллитов или мелкозернистых алевролитов мощностью от нескольких метров (скв. 23 Гожан) до 20 м (скв.1 Бородулино, 1 Старцево).

Пласты $У_{III}$ и $У_{II}$ выделены соответственно в нижней (мощность 5–30 м) и верхней (мощность 25–60 м) частях салиховской свиты и представлены преимущественно полимиктовыми разнозернистыми неравномерно сортированными песчаниками. Их общая и эффективная песчанистость меняется соответственно от 10–32 до 90% и от 10 до 75%. Открытая пористость песчаников колеблется от 1,6 до 24%, а проницаемость – от 9 до 90 мД [34]. Покрышками для проницаемых песчаников могут служить аргиллиты и мелкозернистые алевролиты карлинской свиты (мощность от 50 до 100 м).

Пласт V_I приурочен к алевропелитовьм породам карлинской свиты на Шкаповской, Белебеевской и Карлинской площадях, где его мощность не превышает 14–19 м. Сложен он полевошпат-кварцевыми алевролитами, не выдержан по простиранию и имеет линзовидное залегание; общая песчанистость его равна 10%, а эффективная – 4-9%. Покрышкой над пластом V_I являются аргиллиты с маломощными прослоями сильно глинистых алевролитов, имеющие мощность от 30 (скв.39 Белебей) до 120 м (скв. 740 Шкапово, [34]).

Таким образом, приведенная выше краткая характеристика песчаных пластов V_{VI}-V_I показывает, что в составе вендских отложений Волго-Уральской области есть регионально выдержанные преимущественно песчаниковые толщи, которые могут быть удовлетворительными коллекторами для нефти и газа. Почти всегда над этими пластами присутствуют пачки аргиллитов, которые при благоприятных условиях могут быть флюидоупорами. Действительно, для пласта V_{VI} флюидоупором служат пачки аргиллитов из нижней части старо-

петровской свиты; над пластами V_V и V_{IV} повсеместно развиты пачки аргиллитов старопетровской свиты; пласты V_{II_I} и V_{II} соответственно перекрываются мощными пачками аргиллитов салиховской и карлинской свит: пласт V_I имеет покрышку из аргиллитов самой карлинской свиты.

Работами предшественников (К.Р.Тимергазин, С.Г.Морозов, И.Е.Постникова, Л.Д.Ожиганова, Н.С.Лагутенкова и др.), данными МОГТ и нашими исследованиями доказано, что вендские отложения востока Волго-Уральской области имеют близкое строение на всей площади их распространения. В каждом конкретном пересечении здесь выделяются одни и те же свиты, в которых общий набор пород в переслаивании сохраняется, а изменяется только их соотношение. Поэтому нам представляется, что здесь можно выделить потенциально перспективные на углеводороды площади.

Из обработки всего полученного на сегодня материала, на основе анализа профиля (рис. 6.21) вендских отложений востока Татарстана и южной части Удмуртии можно только предположить, что бородулинская свита Шарканской площади (в данном случае скв. 1067) отвечает вендским отложениям востока Татарстана. Показанная на рисунке корреляция условна, тем более что в результате обработки минералогических проб-протолочек из отложений, вскрытых скважиной 20005 в интервале глубин 1944–1854 м, наличие венда там вообще ставится под сомнение. В настоящее время, по нашему мнению, не имеет большого значения решение вопроса о точной посвитной корреляции венда востока Татарстана с Удмуртией и прилегающими районами западной Башкирии. Важно отметить, что вендские отложения Волго-Уральского региона, как это было показано выше, являются потенциально нефтегазоносными. Проведенными нами исследованиями установлены специфические характеристики нефтеносных песчаников Шарканской площади: они пористые, по составу кварцевые, имеют резко пониженные значения каппа, по химизму они отвечают чисто кварцевым песчаникам с низким содержанием щелочей, обладают специфическим рисунком каротажных кривых. Подобные песчаники в венде изученных скважин пока не обнаружены. Но ведь отбор керна в этих скважинах составляет не более 5–7% от общей мощности разреза вендских отложений. Поэтому можно предположить, что даже при наличии таких горизонтов они просто не выявлены при бурении. Это предположение подтверждается анализом данных каротажа скважин, свидетельствующих о наличии в разрезе венда юго-востока Татарстана подобных горизонтов, которые по своим характеристикам близки к нефтенасыщенным песчаникам бородулинской свиты. Задача состоит в том, чтобы научиться эти горизонты фиксировать. Например, в скважине 20007 Сулинская подобные горизонты мощностью от 2 до 4 м предполагаются в интервале глубин 2192–2194 м, 2159–2163 м, 2116–2120 м, 2096–2098 м и 2075–2077 м.

Все перечисленные интервалы были пробурены без отбора керна.

Учитывая изложенный выше материал, представляется, что для уточнения перспектив нефтегазоносности венда юго-востока Татарстана необходимо проведение поисково-ревизионных работ и бурения скважин прежде всего по профилям Тат-Кандыз – Белебей и Бавлы-Кызыл-Яр. При заложении скважин необходимо учитывать материалы по сейсморазведке, если таковых нет, то следует получить путем проведения таких исследований. Скважины должны быть глубиной не менее 3500 м, при проходке вендских отложений отбор керна должен быть через 20—25 м в интервалах по 5—8 м.

Для оценки перспектив на углеводороды рифейских отложений востока Татарстана наибольший интерес представляет калтасинская свита, так как она сложена мощными толщами доломитов, содержащими строматолиты и микрофитолиты. Обнаружение в Сибири крупнейшего газонефтяного Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского месторож-

Рис. 6.21. Схема корреляции вендских отложений востока Татарстана и Удмуртии

дения, связанного с карбонатными породами верхнего рифея, позволяет рекомендовать постановку поисково-ревизионных работ в отложениях калтасинской свиты и прежде всего на востоке Татарстана (Мензелино-Актанышская, Сулинская, Измайловская площади) и на северо-западе Башкирии (Арланская, Калтасинская, Орьебашская, Татышлинская и другие площади), где ранее были вскрыты карбонатные породы нижнего рифея.

Осадки калтасинской свиты накапливались в восстановительных условиях мелководно-морского бассейна, в котором наблюдался расцвет сине-зеленых водорослей. В породах свиты установлено повышенное содержание органического вещества, органического углерода и битумоидов.

В калтасинской свите визуальные нефтегазопроявления установлены в скв. Черновка 41, Орьебаш 82, Ножовка 92, Ижевск 20, Лозолюкская 501, 505. В скважине Черновка 41 в интервале 2671,8–2675,7 м отмечены примазки нефти по трещинам, а в скв. Ножовка 92 обнаружены твердые битумы. Содержание органического вещества в свите составляет 0,33–0,4%, битумоиды в $C_{орг}$ в доломитах – 5%, в аргиллитах – 20% [34]. Предварительная оценка прогнозных ресурсов углеводородов Пермского Прикамья, проведенная Л.В.Шароновым, В.И.Внутских, Л.В.Казаковой и А.В.Кутуковым, показала, что теоретически возможный выход УВ из пород калтасинской свиты составляет 7,5 млрд. тонн (геологические ресурсы), а извлекаемые ресурсы УВ из этой свиты могут быть оценены в 1,5 млрд. тонн [46, 48].

В настоящее время породы-коллекторы в калтасинской свите не обнаружены, хотя в разрезе свиты развиты обломочные и органогенно-обломочные разности доломитов, реже известняков, которые в благоприятных условиях могут содержать как первичные, так и вторичные поровые и кавернозно-поровые коллекторы. Последние могут быть приурочены к биогермным или рифогенным образованиям. Отложения свиты, рассматриваемые как нефтегазопроизводящие, способны аккумулировать нефть и газ в трещинных коллекторах, которые могут образовываться в зонах повышенной тектонической активности. Например, к такой зоне, по нашему мнению, тяготеют юго-восточные районы Татарстана и прилегающие районы западной Башкирии, где проявления надвиговой тектоники зафиксированы нами в скважинах 128 Тат-Кандызская [55] и 1 Морозовская [42]. Наличие строматолитовых, строматолитоподобных и микрофитолитовых разностей доломитов свидетельствует о возможном развитии в калтасинской свите рифовых образований. Четких органогенных построек в верхнем докембрии Волго-Уральской области пока не обнаружено, но некоторые факты свидетельствуют о вероятности их существования. На возможное развитие барьерного рифа, протягивающегося вдоль западной прибортовой зоны Камско-Бельского авлакогена, указывали Ф.И.Хатьянов, Б.М.Меламед [56], И.Е.Постникова [33] и др. По данным А.А.Аксенова с соавторами [46], в пользу высказанного выше предположения свидетельствует зональное развитие вдоль западной прибортовой зоны Камско-Бельского авлакогена мощной карбонатной толщи калтасинской свиты, представленной обломочными доломитами и известняками, переходящими восточнее (по линии скв. 41 Черновка – 132 Чекмагуш) в зону развития хемогенных и органогенных строматолитовых и микрофитолитовых доломитов и известняков (рифовая фация), среди которой отсутствуют обломочные разности и резко сокращается количество терригенного материала.

Установлено, что карбонатные породы, вскрытые скважинами 7000 Арлан (северо-запад Башкирии), 203 и 204 Бедряж и на Шарканской площади (соответственно юг Пермской области и Удмуртии), по составу, характеру напластования, соотношению с подстилающими и перекрывающими образованиями, структурно-текстурным особенностям, наличию строматолитовых и микрофитолитовых разностей и прослоев терригенных пород представляют одно сложно построенное геологическое тело, простирающееся на 150–200 км. В нем в шлифах отмечаются обрывки и сгустки органического вещества сапропелевого типа и буровато-коричневые глинистые слойки с метаморфизованным битумом. Обилие нефтепроявлений в песчаниках тукаевской свиты среднего рифея и в байкибашевской свите венда также связано с площадями развития нефтепроизводящих толщ калтасинской свиты, то есть с теми районами, где они непосредственно залегают на карбонатных породах этой свиты. Изложенное позволяет считать перспективным на поиск углеводородов районы восточного Татарстана и прилегающие северо-западные районы Башкирии. Представляется целесообразным перекрыть детальными сейсморазведочными работами МОГТ Мензелино-Актанышскую и Арлано-Калтасинскую площади, а затем решать вопрос о бурении параметрических скважин. Учитывая опыт работ по открытию Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского газонефтяного месторождения в Сибири, по-видимому, следует предусмотреть изменение технологии бурения этих скважин и, по рекомендации А.А.Трофимука [143], бурить их открытым забоем.

Таким образом, многолетние исследования нескольких поколений геологов рифей-вендских отложений Волго-Уральской области свидетельствуют о том, что они являются потенциально перспективными на поиски углеводородов. Эти породы имеют все необходимые благоприятные показатели: наличие коллекторов и покрышек, структурных форм, соответствующих геохимических параметров, прямых признаков нефтегазоносности.

6.4. Геология, нефтегазоносность и оценка роли кристаллического фундамента в формировании и постоянной подпитке месторождений углеводородов в осадочном чехле

Научная истина торжествует по мере того, как вымирают ее противники.

Перефразированный Макс Планк

Любая революционная идея – в науке, политике, искусстве и где угодно еще – вызывает три стадии ответной реакции. Их можно обобщенно выразить тремя фразами:

1.«Это совершенно невозможно – не мешайте мне работать».
2. «Это в принципе возможно, но овчинка не стоит выделки».
3.«Я всегда говорил, что это отличная идея».

6.4.1. Геологическое строение кристаллического фундамента Татарстана

Территория Татарстана располагается на восточном фланге обширной изометрической области архейско-раннепротерозойской кратонизации, Восточно-Европейской платформы, представляющей древнейшую литосферу Европы, и сложенную разнородными литосферными блоками.

Территория Республики Татарстан приурочена к центральной части Волго-Уральской антеклизы (ВУА),

расположенной в восточной части Восточно-Европейской платформы.

Согласно результатам многолетних исследований, континентальная кора Волго-Уральской антеклизы была сформирована в основном в палео-, мезо- и неоархейское время в течение длительного периода (между 3,4 и 2,7 млрд. лет) и впоследствии значительно переработана в раннем протерозое [43, 57, 58, 59, 60, 61]. Согласно данным С.В.Богдановой, характерной особенностью данного сегмента литосферы является вовлечение линейно-складчатых структур архейской коры в формирование своеобразных кольцевых, концентрически зональных «сводов», в пределах которых палеопротерозойские процессы проявились с большей полнотой, чем в межсводовых линейных зонах [57].

Волго-Уральская антеклиза является крупнейшей надпорядковой структурой Русской плиты (рис. 6.22). На крайнем северо-западе она сочленяется с Яренским прогибом Мезенской синеклизы, на северо-западе и западе с Московской, а на юге – с Прикаспийской синеклизами. На юго-западе антеклиза ограничена сложно построенной крупнейшей Рязано-Костромской впадиной, Кирсановской седловиной и Нижневолжской впадиной, под которой простирается Пачелмский прогиб, заполненный породами позднего докембрия. На востоке антеклиза обрамляется Предуральским прогибом, а на северо-востоке через Притиманский желоб сочленяется с Тиманом [62, 63].

Характеристика земной коры Волго-Уральской антеклизы была сделана на основе профилей ГСЗ Ижевск-Свердловск-Ишим, Темиртау-Куйбышев, по материалам сводного сейсмического разреза по линии Татарский свод-Прикаспийская синеклиза, составленного по данным КМПВ, ГСЗ и станции «Земля», а также по результатам геотраверса «Гранит» [62].

Мощность земной коры в пределах антеклизы меняется от 42 км на западе (Татарский свод) до 33 км на востоке (Куединский блок). Граничные скорости по поверхности М характеризуются высокими значениями по широтным профилям и составляют 8,3-8,6 км/с. Вдоль меридиональных профилей они относительно низкие и не превышают 8,0-8,1 км/с [62].

Волго-Уральский геоблок Русской плиты (рис. 6.23) относится к архейскому времени консолидации коры и имеет повышенные значения средней плотности. Консолидированная кора по скоростным характеристикам подразделяется на верхнюю и нижнюю, мощности которых соответственно равны 17 км и 6-25 км. По сравнению с другими геоблоками плиты, Волго-Уральский имеет уменьшенную мощность земной коры, увеличенную плотность верхней и уменьшенную плотность нижней части коры. Верхняя мантия здесь сильно уплотнена [62].

Раннедокембрийский фундамент Восточно-Европейской платформы в целом и Татарстана в частности является весьма сложной геологической структурой, сформировавшейся в результате длительной и переменчивой истории развития от архея до антропогена. При изучении его тектонического строения выделяются два основных аспекта:

– анализ современной разломно-блоковой структуры его поверхности;

– реконструкция раннедокембрийских процессов метаморфизма и складкообразования, обусловивших основной структурный фон территории.

Современное строение фундамента является результатом эволюции разломно-блоковых нарушений, заложившихся в позднем протерозое и частично унаследованных от более древних дислокаций.

Раннеархейские структуры в фундаменте Русской плиты выделить довольно сложно, поскольку все они подверглись активной переработке в позднем архее, раннем и среднем протерозое. В частности, Волго-Уральская антеклиза соответствует Волго-Уральскому срединному массиву позднеархейской области консолидации, который в дальнейшем испытал интенсивную структурно-метаморфическую переработку.

Расчленение докембрия Волго-Урала является сложной проблемой, поскольку базируется на керновом материале скважин, расположенных неравномерно и часто сильно удаленных друг от друга. В связи с этим большое значение при изучении докембрийского разреза имели глубокие параметрические и поисково-разведочные скважины, пробуренные на территории Татарстана в 70-90-х годах, где число скважин, вскрывших кристаллический фундамент, является наибольшим. Первые стратиграфические схемы разреза кристаллического докембрия были составлены в 1980-1982 гг. В.П.Флоренским, Т.А.Лапинской, С.В.Богдановой и Б.А.Ситдиковым. Впоследствии они были дополнены и уточнены Т.А.Лапинской, А.В.Постниковым, Л.П.Поповой и др. [64, 65, 66, 67, 68, 69].

В основу расчленения и картирования фундамента было положено понятие структурно-вещественного комплекса, представлявшего собой крупный супракрустальный, магматический или ультраметагенный комплекс пород, который претерпел определенную последовательность тектонических и метаморфических преобразований и слагает определенный тип геологических тел [64, 70].

Всего в пределах Волго-Уральской области было выделено 16 архейских и 9 раннепротерозойских комплексов (табл. 6.1). Все они подробно рассмотрены и описаны Т.А.Лапинской, А.В.Постниковым, Л.П.Поповой и др., [71]. Кратко рассмотрим основные и наиболее распространенные из них. Начнем с архейских структурно-вещественных комплексов.

Наиболее древним из стратиграфических подразделений является *отрадненская серия*, слагающая основание разреза раннего докембрия Волго-Урала. В ее составе преобладают пироксенсодержащие породы, отвечающие по минеральному и химическому составу магматическим образованиям с широким спектром основности – габброиды, метавулканогенные основные кристаллические сланцы, эндербитоиды. Одной из основных составляющих отрадненской серии является *нурлатский комплекс*. Он сложен первично магматогенными породами основного, среднего и кислого состава, метаморфизованными в гранулитовой фации и представленными гиперстеновыми кристаллическими сланцами и пироксеновыми плагиогнейсами, большая часть которых содержит черты эндербитоидов и чарнокитоидов. В целом нурлатский комплекс имеет первично магматогенную природу, принадлежность к известково-щелочной серии. Последовательная дифференцированность крупных пачек петрографически различных групп пород, включающих вулканогенно-осадочные компоненты, говорит об эффузивной природе части комплекса. Следовательно, часть пород комплекса представляет собой результат палингенного плавления на первом этапе метаморфизма. Другую часть пород следует рассматривать как интрузивные, возможно дайковые обособления.

Отрадненская серия распространена в пределах всей Волго-Уральской области. Она слагает основную часть земной коры, образуя обширные блоки протяженностью в несколько сотен километров, либо перемежаясь в линейно-складчатой структуре фундамента с перекрывающими метаосадочными

Рис. 6.22. Схема тектонического районирования Русской платформы
(по В.Д.Наливкину, В.П.Кирикову, 1985).

Условные обозначения: *1* – граница Русской платформы; *2* – границы основных структур; *3* – южная граница скифской плиты; *4* – докембрийские авлакогены. Структуры, не подписанные на карте (в кружках): *1-9* авлакогены (*1* – Беломорский, *2* – Лешуконский, *3* – Воже-Лачский, *4* – Среднерусский, *5* – Кажимский, *6* – Калтасинский, *7* – Серноводско-Абдуллинский, *8* – Пачелмский, *9* – Печоро-Колвинский); *10* – Московский грабен; *11* и *12* – впадины (*11* – Ижма-Печорская, *12* – Хорейверская); *13* – Предкавказский передовой прогиб; *14-16* – седловины (*14* – Латвийская, *15* – Жлобинская, *16* – Полесская).

Рис. 6.23. Схема глубинных структур литосферы Русской платформы
(по В.А.Дедееву, Л.Е.Шустову).

Условные обозначения:
1 – зоны сочленения геоблоков; *2* – глубинные разломы геосинклинального заложения (PR_1 – PR_2); *3 – 6* – геоблоки с плотностью литосферы: *3* – повышенной, *4* – средней, *5* – пониженной, *6* – очень высокой.
Геоблоки: *I* – Свекофенский, *II* – Беломорский, *III* – Кольско-Мезенский, *IV* – Карельский, *V* – Ладожский, *VI* – Прибалтийский, *VII* – Волго-Уральский, *VIII* – Воронежский, *IX* – Украинский, *X* – Прикаспийский.

толщами высокоглиноземистых гнейсов большечеремшанской серии.

Вопрос генезиса пород отрадненской серии до сих пор остается важнейшей проблемой, поскольку связан с установлением первичного состава континентальной земной коры Восточно-Европейской платформы на самых ранних этапах ее развития. Первичные петрохимические особенности в наибольшей степени сохранились в пироксеновых кристаллических сланцах, среди которых выделяются метавулканиты и метагабброиды [71].

Более высокое стратиграфическое положение по отношению к архейской отрадненской серии занимает *большечеремшанская серия*, которая наиболее уверенно выделяется и хорошо прослеживается. С учетом влияния наложенной гранитизации, сказывающейся на датировках изотопного возраста, большинством авторов большечеремшанская серия

относится к архею. Она сложена высокоглиноземистыми биотит-гранат-силлиманит-кордиеритовыми кристаллическими сланцами и гнейсами. Наиболее широко серия развита на юге Альметьевского и большей части Жигулевско-Пугачевского блоков, где в 60% вскрыты глиноземистые и высокоглиноземистые породы. В 20% случаев встречены амфибол-двупироксеновые кристаллосланцы, гранат-гиперстеновые плагиогнейсы, метагабброиды. В 20% случаев бурением выявлены продукты ультраметагенной и диафторической переработки вышеназванных пород (гранитоиды различного состава, гранатсодержащие амфиболиты).

С породами большечеремшанской серии иногда ассоциируются железистые образования, которые представлены эулизитами и пироксен-магнетитовыми кварцитами. Изучение минеральных ассоциаций серии позволяет выделить несколько этапов регионального метаморфизма, отчетливо проявляющихся в высокоглиноземистых разностях [70, 71, 72].

Екатериновский комплекс относится к габброидной формации и распространен в пределах ВУА повсеместно. Наиболее полно комплекс изучен на территории Самарской области в разрезах Екатериновской площади. В Татарстане габброиды вскрываются единичными скважинами в виде небольших массивов и в основном приурочены к Нурлатскому блоку. Породы екатериновского комплекса интенсивно дислоцированы, образуют небольшие тела мощностью не более 30 м, их ассоциации слагают массивы, конфигурация которых подчинена региональной архейской складчатой структуре северо-восточного простирания. По мнению [70], комплекс является доскладчатым или раннескладчатым в первом архейском тектоно-магматическом цикле.

Туймазинский комплекс относится к габбро-анортозитовой формации. Он развит в пределах Туймазинской линейной зоны северо-восточного простирания на территории юго-востока Татарстана, запада Башкортостана, севера Оренбургской и Самарской областей. Специалисты относят данный комплекс к позднескладчатым интрузивным образованиям, которые внедрялись в тектонически напряженные и длительно развивающиеся зоны на завершающем этапе первого архейского тектоно-магматического цикла [70].

Индикатором поздне- или постскладчатого внедрения магм в процессе развития архейской линейно-складчатой структуры является *чубовский комплекс*, который распространен спорадически. Он приурочен к узлам пересечения крупных разломов, образует обособленные тела и небольшие массивы и представлен перидотитами [70, 71].

Сармановская серия приурочена к северной части Средне-Волжского мегаблока. Она развита в пределах ЮТС и западной части Мелекесской впадины и сложена биотит-амфиболовыми и амфиболовыми кристаллическими сланцами с хорошо выраженной сланцеватостью. Также в ее составе отмечены биотит-жедритовые, биотит-жедрит-кордиеритовые и биотит-жедрит-куммингтонитовые кристаллические сланцы. Породы сармановской серии подверглись прогрессивному метаморфизму в условиях эпидот-амфиболитовой и куммингтонит-мафиболитовой фаций регионального метаморфизма, и их образование связывается со вторым тектоно-магматическим циклом позднего архея.

Породы *привятской серии* и *кукморской толщи* вскрыты бурением и изучены в пределах Камско-Вятской линейной зоны. Они характеризуются специфическим составом и не имеют аналогов в других частях Волго-Уральского региона. Привятская серия сложена коматиитами и мелкозернистыми биотит-амфиболовыми сланцами. Ее образование связывается с преимущественным развитием коматиитового метаморфизма в позднем архее. Кукморская толща, предположительно первично-осадочная, представлена гранат-биотитовыми, кианит-гранат-биотитовыми, кианит-гранат-мусковит-биотитовыми кристаллическими сланцами с редкими прослоями куммингтонитовых.

Архейский метаморфизм и метасоматическая переработка первично вулканогенных и вулканогенно-осадочных толщ обусловили формирование ультраметагенных гранитоидных комплексов. *Колыванский, титовский, свияжский, танайский и бакалинский* гранитоидные комплексы генетически связываются с преимущественно вулканогенной отрадненской серией, *рахмановский и ямашинский* – с вулканогенно-осадочной большечеремшанской.

К раннепротерозойским структурно-вещественным комплексам специалисты относят *сулинский, мензелинский, талицкий, азнакаевский, бобровский, гусихинский* комплексы, *унийскую* и *чеканскую* толщи и *воронцовскую* серию кристаллических пород. Все они слагают относительно небольшие и обособленные массивы и тела, образованные в результате раннепротерозойских деструктивных процессов, выразившихся во внедрении субвулканических интрузий, габбро-диабазов, а позже – в развитии гранитообразования на фоне площадных проявлений калиевого метасоматоза [70, 71].

Разнообразие структурно-вещественных комплексов и сложность геологического строения территории обусловлены геологическими событиями этапов эволюции докембрийского фундамента. Специалистами [70, 71] выделяется три основных тектоно-магматических цикла: ранний архейский, верхнеархейский и раннепротерозойский. Первый является наиболее длительным и масштабным, по сравнению с другими циклами, в проявлении геодинамических, эндогенных и экзогенных процессов. На этом этапе формируется мощная сиалическая кора. Предполагается активное выплавление известково-щелочных магм. Затем происходит некоторая геодинамическая стабилизация, закладываются первые осадочные бассейны, в которых накапливаются мощные толщи формационно однородных граувакковых осадков, образованных в результате эрозии вулканогенных массивов. И завершается цикл колоссальным по своим масштабам ареальным гранулитовым метаморфизмом. На основе преимущественно магматогенных масс формируются породы отрадненской серии, метаморфизм граувакковых осадков приводит к формированию высокоглиноземистых гнейсов большечеремшанской серии, в линейных зонах повышенной проницаемости коры происходит внедрение габброидов екатериновского комплекса, а также образование гранитоидных массивов, выполненных породами ультраметагенных комплексов.

Второй тектоно-магматический цикл, протекавший в короткий промежуток времени (2700-2600 млн. лет) относится к позднему архею. Он характеризуется пространственным ограничением эндогенных процессов, которые, по-видимому, наиболее активно протекали в участках сохранившихся и активно развивающихся мантийных каналов, явившихся источником вещества для новой стадии метаморфизма и гранитообразования. Согласно учению об эволюции стиля тектоники коры и общей ее направленности (Поспелов, 1971), на этом этапе доминирует ячеистый стиль структуры коры, представляющий собой систему сложных куполовидных ячеек (овоидов), интенсивно дислоцированных внутри, особенно по краям, и разделенных промежутками со значительно менее интенсивной складчатостью. В условиях амфиболитовой и эпидот-амфиболитовой фаций метаморфизма происходит диафторез гранулитового субстрата, который ярко проявляется в наиболее проницаемых тектонически активных зонах. В условиях наиболее активного флюидного режима развивается палингенное гранитообразование и формируются купольные

гранито-гнейсовые структуры. В пределах Татарстана на этом этапе формируются Бакалинский и Привятский массивы.

Третий тектоно-магматический цикл начинается в раннем протерозое. Его начало сопровождается внедрением субвулканических интрузий габброидов, затем происходит формирование флишоидных толщ в обширных прогибах. Метаморфизм развивается в условиях от амфиболитовой до зеленокаменной фаций, проявляется зонально и приурочен к областям распространения сланцевых толщ вокруг куполовидных интрузий калиевых гранитов. В пределах Татарстана на этом этапе сохраняется флюидодинамическая активность Бакалинского массива, где продолжается формирование глиноземистых микроклиновых гранитов азнакаевского комплекса. Гранитообразование развивается на фоне площадных проявлений калиевого метасоматоза и сопровождается процессами кислотного выщелачивания, которые наиболее активно проявились в высокоглиноземистых толщах большечеремшанской серии [70, 71].

В конце второго и третьего циклов происходит заложение основной системы дизъюнктивных нарушений консолидированных кристаллических масс, которые определяют блоковое строение территории и разломы, наследуемые позже в палеозое и фанерозое в процессе формирования и развития осадочного бассейна. Данные разломы, имея повышенную проницаемость и становясь каналами для интенсивных термальных потоков, четко выделяются в структуре фундамента по следам локального диафтореза, калиевого метасоматоза, кислотного выщелачивания и мелким интрузиям габброидов и базитов.

Сложность и многоступенчатость геологического развития Волго-Камского региона в конечном итоге определили блоковую тектонику его строения, что уже не вызывает никакого сомнения и доказано наличием широкой сети дизъюнктивных нарушений различной глубины заложения. Активная разработка гипотезы о наличии разломов в кристаллическом фундаменте Русской плиты была начата в середине 1950-х годов и осуществлялась рядом исследователей. К настоящему моменту разнообразные проявления разломов установлены как по петрографическим признакам КПФ (Т.А.Лапинская, Б.С.Ситдиков, С.В.Богданова, Д.В.Постников, А.В.Постников и др.), так и по комплексной интерпретации геофизических методов (В.П.Боронин, В.П.Степанов, М.А.Камалетдинов и др.). При этом петрографическими критериями выделения дизъюнктивных нарушений служат дайковые и силовые внедрения габбро-диабазов, зоны распространения трещиноватости, катаклаза, милонитизации, наложенной гидротермальной минерализации, соседство пород (вертикальное или площадное) резко различных фаций метаморфизма, проявление позднепротерозойского и девонского вулканизма.

Геофизиками тектонические разломы фиксируются по зонам высоких градиентов сил тяжести, по полосовидным магнитным аномалиям, линейным границам, разделяющим типы гравитационного и магнитного полей и по зонам нарушения корреляции отражающих сейсмических границ. На основании перечисленных критериев были разработаны различные схемы блокового строения ЮТС. Так, по данным Т.А.Лапинской, А.В.Постникова, С.В.Богдановой, Л.П.Поповой и др. [64, 73, 74, 75, 76, 77, 78], поверхность кристаллического фундамента Волго-Уральской области представляет собой совокупность резкоочерченных блоков с различным петрографическим составом КПФ (рис. 6.24). Они группируются в узкие (первые десятки километров) линейно-вытянутые зоны северо-восточного и северо-западного простираний, осложненные также субширотной и субмеридиональной системой разломов. Согласно В.П.Степанову, В.П.Боронину и др. [79, 80, 81], в КПФ Татарстана выделяется ряд концентрически расположенных дизъюнктивных нарушений, определяющих кольцевые структуры фундамента, которые, в свою очередь, осложнены линейными радиальными зонами тектонических нарушений.

Однако, несмотря на существенные различия в трактовке блоковой тектоники, обе эти схемы едины в следующем: поверхность фундамента, характеризуясь мозаичностью и относительно высокой интенсивностью гравитационных и особенно магнитных аномалий, а также значительной пестротой петрографического состава кристаллических пород, имеет сложную внутреннюю структуру. Изучение последней в настоящее время привлекает широкий круг исследователей, ибо является составной частью проблем, касающихся как структурообразования в теле Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов и их платформенном чехле, так и процессов аккумуляции в них нефтегазовых скоплений.

Тектоно-магматические циклы, определившие эволюцию фундамента Восточно-Европейской платформы в раннем докембрии, а также последующая рифей-палеозойская его переработка сопровождались заложением системы разломов. Анализ соотношения внутренней структуры фундамента и строения осадочного чехла свидетельствует о развитии и неоднократной активности системы разломов фундамента, заложенных на позднеархейском и рифейском этапах.

На основе глубокого бурения и интерпретации материалов геофизических съемок в рельефе фундамента Татарстана выделяется крупнейший структурный элемент восточной части Восточно-Европейской платформы – Татарский мегаблок. На западе он ограничивается Алькеевско-Пичкасским, на востоке – Удмуртским, на севере – Мари-Турекским, на юге – Бавлинско-Серафимовским глубинными и региональными разломами.

Центральную часть мегаблока рассекает Прикамский разлом, разделяющий его на Северный и Южный макроблоки, которые в свою очередь дизъюнктивными нарушениями разделяются на мезо- и микроблоки.

По поверхности фундамента Татарский мегаблок очерчивается изогипсой – 1760 м, а его склоны, резко погружаясь, местами совпадают с линиями выклинивания рифейско-вендских отложений.

В пределах Северного макроблока, получившего название Кукморского, фундамент располагается на абсолютных отметках от -1457 до -1600 м. Амплитуда превышения северного макроблока относительно наиболее погруженных участков, окружающих его с юга впадин, составляет 700 м. Южная граница макроблока прослеживается в районе Прикамского разлома.

Южный, или Альметьевский, макроблок состоит из Альметьевского и Акташ-Новоелховского мезоблоков, разделенных узким меридиональным Алтунино-Шунакским грабенообразным прогибом. Поверхность фундамента Альметьевского макроблока довольно сложна. В его пределах абсолютные отметки кровли фундамента изменяются от -1600 до -1540 м.

6.4.2. Проблемы нефтегазоносности и оценка роли кристаллического фундамента в формировании, переформировании и подпитке (возобновлении) залежей нефти и газа в осадочном чехле

Среди главных задач сверхглубокого бурения выделяются: установление геологической природы и вещественного состава глубоко залегающих толщ; изучение влияния

Таблица 6.1

Возрастные соотношения структурно-вещественных комплексов фундамента Волго-Уральской антеклизы (по Постникову А.В., 2002 г.)

Возраст	Осадочно-вулканогенный комплекс		Плутоногенный и ультраметагенный комплексы	
	Мегаблоки	Линейные зоны	Мегаблоки	Линейные зоны
Ранний протерозой			**Гусихинский*** сиениты	
	П Е Р Е Р Ы В Метаморфизм амфиболито-зеленосланцевой фации			
	Воронцовская серия Метапесчаники, углистые, серицитовые, биотит-мусковитовые сланцы **Унийская толща** Биотитовые, биотит-турмалиновые, андалузит-биотитовые, амфиболовые сланцы, биотит-гранатовые гнейсы **Чеканская толща** Двуслюдяные сланцы		**Бобровский*** Двуслюдяные граниты **Талицкий*** (2061) Диориты, гранодиориты, плагио- и микроклиновые граниты **Азнакаевский**** (1898) Плагио- и микроклиновые граниты с гранатом **Мензелинский**** (2455) Гранодиорит-гранитная серия **Сулинский*** Метадиабазы, метагабброиды	
	П Е Р Е Р Ы В Метаморфизм амфиболитовой фации			
ПОЗДНИЙ АРХЕЙ	**Сармановская серия** Биотит-амфиболовые, амфиболовые, амфибол-диопсидовые, биотит-жедритовые кристаллосланцы, биотит-гранатовые гнейсы	**Кукморская толща** Кианит-гранат-двуслюдяные сланцы **Привятская серия** Биотит-амфиболовые, эпидот-амфиболовые сланцы, метакоматииты	**Ямашинский ** (2700)** Плагио- и микроклиновые граниты с гранатом **Бакалинский**** (2709, 2698, 2697 – возраст субстрата?; 2593) диорит плагиогранитная серия	**Танайский **** (2711) Диориты, кварцевые диориты, гранодиориты, плагиограниты
	Завершение формирования гранулитового метаморфического комплекса			
			Чубовский* шпинелевые перидотиты	
			Туймазинский* (2622) Габбро-нориты-анортозиты	**Свияжский**** (2808, 2740) Диопсидовые диориты, грано-диориты, плагио- и микроклиновые граниты
			Рахмановский** Плагио- и микроклиновые граниты с гранатом, кордиеритом	
			Колывановский** (2738) (массивы) Эндербиты, чарнокиты **Нурлатский**** (2725) (поля мигматитов) Эндербито-гнейсы **Екатериновский*** габброиды	
			Рахмановский** плагио-и микроклиновые граниты с гранатом, кордиеритом **Нурлатский**** (2725) (поля мигматитов) эндербито-гнейсы Екатериновский* габброиды	**Свияжский**** (2808, 2740) диопсидовые диориты, гранодиориты, плагио- и микроклиновые граниты
	Большечеремшанская серия В гранулитовой фации: биотит-гранат-кордиерит-силлиманитовые, гранат-гиперстен-кордиеритовые, реже пироксеновые кристаллосланцы и гнейсы, эулизиты; в зонах диафтореза: биотит-гранат-силлиманитовые гнейсы, мусковитовые, фибролитовые кварциты, реже амфиболиты			
	ПЕРЕРЫВ			
	Отрадненская серия (3109) В гранулитовой фации (субстрат мигматитов нурлатского комплекса): пироксеновые кристаллосланцы, эндербито-гнейсы; в зонах диафтореза: биотит-амфиболовые гнейсы, амфиболиты			

Примечание к таблице: цифры в скобках –изотопный возраст, млн. лет;
* - плутоногенные комплексы; ** - ультраметагенные комплексы

Рис. 6.1. Показатели геологоразведочных работ по Республике Татарстан

Рис. 6.4. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению (без учета ускорения работ по внедрению МУН)

Рис. 6.5. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению (с учетом ускорения работ по внедрению МУН и изменению геологической модели)

Рис. 6.6. Динамика добычи нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению (с учетом МУН изменения геологической модели и “подпитки”)

Рис. 6.7. Воспроизводство запасов углеводородного сырья по Республике Татарстан в 2000-2020 гг.

Рис. 6.8. Динамика добычи углеводородного сырья по Республике Татарстан в 2000-2020 гг.

Рис. 6.24. Схема тектонического районирования кристаллического фундамента на территории Республики Татарстан (по данным А.В.Постникова, 2002 г.)

Условные обозначения: *1* гранулитовые блоки, *2*- массивы анортозитов. Амфиболитовый комплекс: *3* гнейсовые зоны, *4* мигматитовые зоны, *5* массивы гранитоидов, *6* вулканогенно-осадочные толщи верхнего архея раннего протерозоя, *7* разломы. Границы тектонических элементов: *8* I-го порядка, *9* II-порядка, *10* III порядка, *11* административные границы. Цифры на схеме: гранулито-гнейсовые блоки: *1* Нурлатский, *2* Новоелховский, *3* Сугутлинский, *4* Сулеевский, *5* Туймазинский анортозитовый массив, *6* Приказанская гранулит-зеленокаменная область. Амфиболито-гнейсовые блоки: *7* Ульяновское мигматитовое поле, *8* Степноозерская амфиболито-гнейсовая зона. Гранитоидные массивы: *9* Свияжский, *10* Привятский, *11* Бакалинский, *12* Сулинский, *13* Елабужская складчатая зона.

Рис. 6.25. Схема расположения глубоких скважин, пробуренных со вскрытием пород кристаллического фундамента

Рис. 6.26. Распределение газовых аномалий по разрезу скважины 20009-Новоелховской
(по данным ГТИ в процессе бурения; значения $Г^{x}_{сум}$ в % об.)

Рис. 6.27. Изменение компонентного состава гомологов метана в разрезе скважины 20009-Новоелховской
(по данным анализа проб растворенного газа в глубинных пробах глинистого раствора)

Рис. 6.28

Рис. 6.29. Разрез основных отражающих элементов консолидированной части коры в пределах центральной части Южно-Татарского свода и прилегающих областей (геотраверс “Татсейс”, 500-0 км, по данным Р.Г. Харисова, В.А. Екименко и др., 2006 г.)

Рис. 6.30. Сейсмический динамический разрез ЮТС по профилю “Грант” в высочастотном диапазоне спектра 30-40 ГЦ

Рис. 6.31. Расслоенность среды в переходной зоне кора-мантия и внутримантийные неоднородности на южном окончании профиля 030101
По данным ОАО “Татнефтегеофизика”, 2002 год

Рис. 6.32. Результаты применения ИПТ в объектах кристаллического фундамента. Характеристика объектов испытания по компонентному составу газа (КСГ):

1 – местоположение и номер скважины, в скобках: объекты с характеристикой по КСГ (числитель) и общее количество испытанных объектов (знаменатель); *2* – скважины, в которых зафиксирован нефтенасыщенный объект КФ; *3* – скважины, в которых зафиксированы водонасыщенные объекты КФ; *4* – скважины, в которых характеристика объектов КФ неоднозначна; *5* – скважины, в которых зафиксированы газонефтенасыщенные объекты КФ.

А

В

Рис. 6.33. Результаты люминесцентно-битуминологического анализа шлама скв. 20009-Ново-Елховской:

А /0 в интервале 5014-5318 м; В – в интервале 5700-5810 м

по оси Y – значения газового фактора подземных вод (в м^3/м^3)

Рис. 6.34. Газовый фактор подземных вод для различных породных комплексов и тектонических элементов.
Условные обозначения:

терригенный девон ЮТС	Данные по исследованию пластовых вод терригенного девона ЮТС
восточный склон Токмовского свода	Результаты исследования скважин 407 и 425
R-V (юго-восток ЮТС)	Результаты исследования скважин юго-восточной части ЮТС
R-V (Бирская седловина)	Результаты исследования скважин 203 и 20005
AR-PR1 (1793-2028 м)	Результаты исследования вод КФ из скважин №№ 29419, 2092, 966, 11921-Д, 10179-Д
AR-PR1 (3230-5099 м)	Результаты исследования вод КФ из скважины №20000-Миннибаевской

А. Измерения: Январь 1999г.
Установившийся температурный режим

Б. Измерения: Июль 1999г.
Установившийся температурный режим

В. Измерения: Температурная аномалия, измерения в условиях восстановленного режима (1999, июль). Аномалии такой формы соответствуют разуплотненной зоне и характерны для газовых залежей. Бурение в скважине выявило сильно раздробленные породы и каверны в данном интервале глубин, а также повышенные газопоказания (промысловые данные). Измерения температуры во времени свидетельствуют о наличии постоянной вертикальной миграции с больших глубин (подпитке)

Рис. 6.35. Термограмма скв. Ново-Елховская 20009

процессов,происходящих в базальтовом слое, на гранитный слой Земли, а также на развитие тектонических и рудообразуюших процессов, исследование поведения и метаморфизма вод, водных растворов, выяснение характера газовых эманаций и флюидов; исследование величины и закономерностей изменения теплового потока в разрезе всей земной коры; получение уникальных геологических разрезов платформенных и геосинклинальных областей; изучение метаморфизма горных пород в естественных условиях на значительных глубинах; изучение появления и развития гранитной магмы, очаги зарождения которой, возможно, захватили не только древний фундамент геосинклинали, но и палеозой и рифей; получение необходимой основы для более уверенной интерпретации геофизических данных, характеризующих глубины Земли, включая верхнюю часть ее мантии, и прямого изучения глубинного строения важнейших типов тектонических структур для разрешения ведущих проблем магматизма и метаморфизма; выяснение возможностей миграции углеводородов, газов и других флюидов; изучение разреза платформенного чехла на всю его мощность с целью установления стратиграфической последовательности, выявления фациальных и физических особенностей пород, установления пределов распространения нефтегазоносности. Решение любой из этих проблем равнозначно крупнейшему геологическому открытию, имеющему характер принципиальной новизны.

Сверхглубокое бурение в научных целях началось в нашей стране в 1970 г. на Кольском полуострове, где в 1984 году Кольская скважина СГ-3 достигла глубины 12 км. Помимо нее на территории бывшего СССР было пробурено еще 10 сверхглубоких скважин, которые были размещены в главных нефтегазоносных и рудных районах страны [82, 83, 84].

Кристаллический фундамент Татарстана с конца 60-х годов стал объектом активного геолого-геофизического изучения. Начиная с 1975 года, в рамках Программы глубинного изучения недр Татарстана, на территории республики пробурено две сверхглубокие скважины: 20000-Миннибаевская (забой – 5099 м, проходка по фундаменту – 3215 м) и 20009-Новоелховская (забой – 5881 м, проходка по фундаменту – 4077 м), а также около 30 скважин, вскрывших фундамент на глубину от 100 до 2432 м (рис. 6.25).

Кроме этого на протяжении более 20 лет КФ Татарстана регулярно и планомерно вскрывался поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами на глубину от 5-20 до 40-60 м. Планомерное изучение кристаллического комплекса фундамента проводилось под постоянным научным и производственным контролем Р.Х.Муслимова, явившимся главным инициатором и идеологом работ по исследованию докембрийского комплекса пород.

Сверхглубокие скважины, пробуренные на территории Татарстана, решали широкий комплекс различных задач геологии, петрологии, геохимии, геофизики и пр. Однако здесь было уделено особое внимание изучению зон разуплотнения фундамента и их флюидонасыщенности, что позволило выявить определенные закономерности в размещении потенциальных коллекторов фундамента.

Все глубокие параметрические, поисково-разведочные и эксплуатационные скважины Татарстана, в той или иной степени явившиеся объектами изучения коллекторов кристаллического докембрия, можно условно разделить на четыре категории:

– скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на максимальную глубину, свыше 3000 м;

– скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на значительную глубину, от 200 до 3000 м;

– скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на глубину от 50 до 200 м.

– скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на глубину менее 50 м.

С современных позиций необходимость изучения геологии и нефтегазоносности кристаллического фундамента (КФ) можно обосновать с четырех точек зрения:

1. Доказана тесная связь месторождений в осадочном чехле и их строения с геологическим строением кристаллического фундамента. Причем эта связь прослежена не только по структурам высших порядков, но и в деталях геологического строения. Изучая детали геологического строения фундамента, мы облегчаем поиски нефти в вышележащих отложениях. Можно сказать, что познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле.

Анализ закономерностей размещения нефтяных залежей по площади и разрезу осадочного чехла позволил установить тесную связь нефтеносности с ее блоковым строением в следующем виде: все нефтяные залежи над Южно-Татарским сводом (ЮТС) контролируются разломами, секущими кристаллический фундамент и его осадочный чехол. Нефтяные аккумуляции самых нижних продуктивных горизонтов осадочного чехла (воробьевского и ардатовского) тяготеют к участкам наибольшей дизъюнктивной раздробленности КФ, в частности к узлам пересечения разломов.

2. Нефтепроводящая и аккумулирующая роль фундамента, о чем свидетельствуют следующие факторы.

2.1. Генетическая тождественность нефтей и битумов осадочного чехла ЮТС и прилегающих территорий и приуроченность их залежей к тектоническим разломам аргументируют доминирующую роль восходящей вертикальной миграции в формировании промышленных скоплений нефти и битумов палеозойского комплекса. Проведенные на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции многочисленные геохимические, палинологические, геофизические и геологические исследования показали широкое развитие вертикальных перетоков нефти и газа в осадочном чехле и формирование залежей в его верхних горизонтах за счет восходящей вертикальной миграции. В пользу вертикальной миграции нефти в палеозойском чехле над ЮТС свидетельствуют высокий этаж продуктивности осадочной толщи, совпадение в плане контуров залежей, приуроченность нефтескоплений к тектоническим нарушениям, интенсивная битумо- и нефтенасыщенность почти всего разреза чехла в одних случаях и полное отсутствие признаков нефти на участках, граничащих с крупными нефтяными залежами.

2.2. Четко выраженная тенденция увеличения газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и относительный рост содержания его «тяжелых» гомологов (пентана и гексана) до 19-20%, тяжелых битумоидно-графитовых смесей, появления гелия с увеличением глубины (рис. 6.26, рис. 6.27).

2.3. Явное несоответствие НПР Татарстана, из которых уже извлечено почти 3,0 млрд.т нефти, и полученных на основе геохимического анализа доманикитов палеозоя с оценкой их нефтематеринского материала в объеме всего 709 млн.т для всей осадочной толщи, указывающие на невозможность формирования промышленных скоплений углеводородов (УВ) за счет нефтегенерирующего потенциала осадочных пород.

3. Обоснование поисков углеводородов (УВ) в породах самого кристаллического фундамента. Для этого есть очень веские основания, полученные в последнее время по мере более углубленного изучения фундамента. На основе данных сейсмического профилирования и глубинного зондирования установлено пластинчато-чешуйчатое строение фундамента.

При этом основные отражающие горизонты фундамента находятся под «покрышкой»- кирасой непроницаемых пород на глубинах порядка 2 сек, что соответствует 5-7 км. Проведенные работы по изучению отражающих горизонтов позволяют считать их в качестве зон разуплотнения или зон деструкций фундамента, которые обладают высокими коллекторскими свойствами вследствие дробления и переработки пород.

Зоны деструкции кристаллического фундамента являются специфическим типом нетрадиционных коллекторов Волго-Уральской провинции. Как свидетельствуют материалы глубокого бурения и сейсмических исследований, эти зоны развиты по всему разрезу кристаллического фундамента, однако максимум их, по данным сейсмопрофилирования, сконцентрирован на глубинах ниже 5 км. Особенностью этих зон является их субгоризонтальное залегание, связанное с развитием тангенциальных напряжений в теле фундамента. Фактором, определяющим развитие тангенциальных напряжений, является перемещение блоков земной коры по зонам наклонных разломов регионального типа, отделяющих Южно-Татарский свод от рифтовых областей Камско-Бельского и Казанско-Кажимского авлакогенов. На основании проведенных исследований В.Г. Изотовым была составлена схема геодинамической эволюции ЮТС (рис. 6.28). Формирование потенциальных коллекторов в теле фундамента связано с процессами механической деструкции граничных зон скольжения пластин высокометаморфизованных пород кристаллического фундамента и последующей гидротермальной переработки. Коллекторские свойства зон деструкций во многом определяются соотношением процессов механического дробления (разуплотнения) пород и выщелачивания субстрата под действием гидротермальных растворов.

Проведенный анализ типов нетрадиционных коллекторов УВ Волго-Уральской провинции ставит на повестку дня вопрос о внедрении специфических методов их исследования и оценки, в зависимости от геологических и литолого-минералогических факторов, определяющих нетрадиционность коллекторов, а в последующем и «гибких» методик их рациональной разработки.

Использование таких подходов позволяет максимально оценить ресурсный УВ потенциал старых нефтегазоносных регионов и, таким образом, дать им новую жизнь.

Серьезная аргументация в пользу того, что источник месторождений нефти ЮТС находится ниже осадочного чехла, позволила начать в Татарстане планомерное изучение нефтегазоносности фундамента, которое проводится здесь уже более 30 лет.

Наиболее важным результатом интенсивного разбуривания фундамента стало обнаружение в нем разуплотненных флюидонасыщенных зон. Основные результаты изучения фундамента на сегодня следующие: фундамент является геодинамически активной системой, содержит зоны разуплотнения, которые обладают коллекторскими свойствами и флюидонасыщены, здесь наблюдается аномальное для КФ содержание углеводородных газов, битумов, гелия.

Основные работы в этом направлении были сосредоточены на Ромашкинском месторождении.

Ромашкинское месторождение приурочено к крупной и сложной дислокации, которая представляет собой пересечение четырех трансрегиональных элементов каркаса, осложненных тремя региональными системами радиально-концентрических дислокаций.

Южно-Татарский свод в своей эволюции и становлении прошел сложную многоэтапную историю, начавшуюся в нижнеархейское-катархейское время и отличающуюся практически с самого начала специфическими особенностями геодинамики и метаморфизма. Проведенные исследования свидетельствуют, что эта сложная структура продолжает активно развиваться и в настоящее время. При этом ведущая роль в эволюции фундамента на современном этапе принадлежит гидротермально-флюидным процессам, связанным с зонами деструкции фундамента компрессионного и декомпрессионного типа [55, 85].

Проведенные исследования показали, что эти зоны деструкции ритмично повторяются в разрезе кристаллического фундамента и представлены сложным минеральным комплексом низкотемпературных образований, среди которых ведущую роль играют глинистые минералы – гидрослюды, каолинит, смектиты, смешаннослойные образования. Температурные поля устойчивости этих минеральных ассоциаций совпадают с полями устойчивости углеводородов нефтяного ряда, что объясняет наличие в материале зон деструкции поглощенного углеводородного комплекса, что подтверждается данными люминесцентно-битуминологического и хроматографического анализов. Кроме того, углеводородные соединения в виде тяжелых битумоидов и шунгитоподобных скоплений локализуются в виде отдельных включений миллиметровой размерности в тонкой сети трещин, пронизывающих массу пород зон деструкции. При этом в распределении углеводородных выделений в теле фундамента наблюдается определенная ритмичность, унаследованная от первичной метаморфической ритмичности в теле фундамента, возникновение которой связано с неоднородным, периодически меняющимся термоградиентным полем, существовавшим на ранних этапах становления и обособления ЮТС.

Факт наличия дезинтегрированных зон разуплотнения и трещиноватости в считавшемся ранее монолитном кристаллическом массиве докембрийского фундамента стал выдающимся научным и практическим достижением, впервые полученным на территории Татарстана. Это определило необходимость концентрации внимания специалистов на исследовании разуплотненных зон фундамента и насыщающих их флюидов.

Изучением коллекторов в кристаллическом фундаменте Татарстана занимались Р.Ш.Хайретдинов, Р.Н.Абдуллин, Н.А.Плотников, Б.А.Яковлев, Н.Е.Галдин, Н.Н.Христофорова, А.В.Христофоров, Р.И.Юсупов и др. [86, 87, 88, 89, 90].

Первым и наиболее ярким примером развития коллекторов в КФ является нижняя полукилометровая часть разреза КПФ, вскрытая скв. № 20000 – Миннибаевская. Здесь при испытании с помощью КИИ–146 объектов в интервале глубин 3660-5099 м в одиннадцати случаях установлено восстановление пластового давления, а в интервалах 3660-4401 м, 3932-4401 м, 4140-4401 м и 4457-4492 м получены притоки фильтрата глинистого раствора. С глубины 4622-4652 м и 4526-4578 м поступал слабо газированный и газированный буровой раствор. При испытании с помощью ЭЦН-160-1400 интервала 4703-5099 м отобрано 2680 $м^3$ минерализованной пластовой воды. Другим свидетельством наличия проницаемых зон являются установленные по ГИС глинистые корки в интервалах глубин 4787-4800 м, 4900-4930 м и от 4972 м до забоя этой скважины. Породы КФ этой части разреза представлены милонитами, катаклазитами, брекчированы и интенсивно хлоритизированы [45, 69, 91, 92, 93].

Наличие коллекторских толщ в КПФ было установлено и в других скважинах, к примеру, в скважине 663 – Ульяновская, бурение которой неоднократно приостанавливалось из-за осыпания стенок скважины на глубине 279 м и более ниже кровли КФ. Притоки газированного раствора как в процессе бурения, так и при испытаниях с помощью КИИ-146 наблюдались также в скважинах №№ 183, 20005 и 20015.

Основным методом выделения коллекторов в КФ были геофизические исследования скважин (ГИС).

В Татарстане первый опыт в этой области был получен Р.Ш.Хайретдиновым, разработавшим качественные критерии выделения коллекторов в породах КФ по данным ГИС. Кроме этого, значительный вклад в исследование коллекторов КФ был внесен Б.А.Яковлевым и Р.Н.Абдуллиным [71, 89, 90], а также Н.Н.Христофоровой, проводившей высокоточные термометрические исследования в скважинах по специально разработанной методике.

В подавляющем большинстве скважин, вскрывших КФ, комплекс ГИС включал стандартные методы: кавернометрию, электрометрию (КС,ПС, БК, ИК), радиоактивные методы (НГК, ГК), резистивиметр. И только в ограниченном количестве скважин этот комплекс был значительно расширен, как, например, в скважине № 20009-Ново-Елховской.

Большие трудности исследований КФ методами ГИС, прежде всего, связаны с очень разнообразным и неоднородным вещественным составом фундамента, слабой контрастностью пород по целому ряду характеристик, а также сложными геолого-техническими условиями проводки скважины (повышенные термобарические параметры, кавернозность ствола и др.) [71].

В середине 90-х годов (Хайретдинов Р.Ш., Абдуллин Р.Н., 1996) для исследования разреза КФ был рекомендован расширенный комплекс ГИС, включающий методы, направленные на качественное выделение перспективных интервалов-коллекторов по совокупности признаков. В полной мере данный комплекс был использован в скважине 20009-Новоелховской, а также в ряде других скважин, пробуренных во второй половине 90-х годов и вскрывших КФ на значительную глубину.

Неоднородность, сильная изменчивость состава КФ и его неоднократная переработка должны иметь отражение в характере глубинного строения земной коры. Связь, в частности, нефтегазоносности с глубинным строением земной коры, установленным по данным ГСЗ и (частично) метода обменных волн землетрясений (МОВЗ), нашла отражение в многочисленных работах. В качестве признаков в основном рассматривались структурные параметры, мощность осадочного чехла, аномалии геометрии поверхности Мохоровичича, плотность разрывных нарушений. Многоволновое сейсмическое профилирование (МГСП), обеспечивающее совместную интерпретацию продольных и поперечных волн разного типа, дает возможность получать информацию о физических параметрах среды (структуре упругих свойств литосферы) и химическом составе пород.

Как показали геолого-геофизические исследования последних лет, существует определенная взаимосвязь между тектоническим режимом земной коры, распределением геофизических неоднородностей ее консолидированной части и степенью флюидизации последней. В настоящее время характерные особенности и степень геофизических неоднородностей земной коры успешно исследуются с помощью глубинного сейсмического профилирования. В последние годы на основе использования многоволновой глубинной сейсморазведки выявлены новые, ранее неизвестные, взаимосвязи элементов глубинного строения земной коры и верхней мантии с размещением в осадочном чехле платформ крупных скоплений нефти и газа. Согласно результатам, полученным Н.К.Булиным и А.В.Егоркиным, типовые сейсмические характеристики глубинных зон литосферы и показатели их распространенности под разнофазными УВ-скоплениями имеют ряд различий, что дает основание для прогнозирования районов преимущественного размещения нефтяных и газовых залежей [71]. В частности, анализ материалов, приведенных в работах А.В.Егоркина, И.К.Булина, Л.Н.Солодилова, Н.И.Павленковой, В.Д.Суворова и др., показал, что консолидированная земная кора (КЗК) под различными УВ-скоплениями характеризуется существенно различной структурой упругих свойств в радиальном разрезе и по латерали. Отмечается наличие пространственной корреляции крупных месторождений с теми или иными латеральными доменами КЗК и (или) верхней мантии.

Об основных чертах и особенностях глубинного строения КЗК в районе ЮТС и прилегающих территорий можно судить по результатам глубинного сейсмопрофилирования, выполненного силами ОАО «Татнефтегеофизика» за последние 20 лет, а также по материалам геотраверсов «Гранит» и «Татсейс-2003» (рис. 6.29, рис. 6.30).

Вопросы глубинного строения земной коры и геодинамики недр территории Татарстана по данным геофизических исследований рассматривались в работах В.А.Трофимова, В.И.Шарова, Г.Е.Кузнецова, В.Б.Писецкого, А.А.Макушина и др. [94, 95, 96, 97, 98 и др.].

Первый опыт применения сейсморазведки МОГТ для изучения строения кристаллического фундамента Татарстана был получен в конце прошлого века В.А.Трофимовым. Проведенные им анализ и обобщение сейсморазведочных исследований, выполненных ОАО «Татнефтегеофизика» на рекогносцировочных и региональных профилях в пределах республики, позволили, в первую очередь, выявить расслоенность верхней части консолидированной земной коры. Сделанные выводы о реальности применения сейсморазведки для поиска и исследования в КФ потенциальных зон-коллекторов явились основой для проведения в восточной части ВУА широкомасштабных региональных сейсморазведочных работ, которые подтвердили широкое развитие в толще фундамента субгоризонтальных отражающих границ различной интенсивности, мощных зон инверсии скорости, различную степень неоднородности КФ в пределах различных тектонических элементов.

Отработанные по методике 40-кратного профилирования МОГТ 2 профиля общей протяженностью 210 пог. км, пересекающие в крест свод ЮТС, позволили установить следующее. Согласно данным ОАО «Татнефтегеофизика» (Б.А.Мулюков, 2002), на временных разрезах по всему временному интервалу регистрации или по большей его части присутствуют как участки с очень высокой насыщенностью осями синфазности отраженных волн, так и участки сейсмически прозрачные (рис. 6.31).

Временные разрезы отображают очень сложное строение земной коры с различной формой и ориентацией отражающих элементов на разных глубинах.

Основным результатом, полученным на основе изучения и анализа профилей 030101, 030102, 039411 и 039511, явился вывод о существенных различиях в глубинном строении земной коры в пределах восточной и западной частей Республики Татарстан. В частности, в пределах Предволжья РТ (восточный склон Токмовского свода, западный борт Мелекесской впадины) земная кора характеризуется значительно меньшей расслоенностью, представляя собой (за исключением осадочной части) однородную среду, рассеченную на отдельные блоки узкими сквозными зонами (Б.А.Мулюков, 2002). Таким образом, рассмотренные выше неоднородность состава и степени наложенных процессов КФ восточной части РТ согласуются с более высокой степенью неоднородности и расслоенности земной коры ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины.

На основании переинтерпретации сейсмических материалов по региональному профилю «Гранит», пересекающему Южно-Татарский свод (ЮТС) и его обрамление, и профилю глубинного МОГТ в пределах западного склона ЮТС и зоны сочленения с восточным замыканием Мелекесской впадины, под нефтяным Ромашкинским месторождением и на его флангах при глубинности исследований до 130 км получены динамические сейсмические разрезы, отражающие сложную, иерархически организованную структуру земной коры и верхней мантии (материалы центра «Геон»).

На глубине 80-100 км, т.е. на уровне раздела N, трактуемого Н.И.Павленковой как внутрилитосферная граница, разделяющая верхнюю жесткую и нижнюю более пластичную части, наблюдается крупная гравитационная аномалия, распадающаяся выше по разрезу на три ветви (В.И.Шаров). По конфигурации данные области соответствуют модельным представлениям о расслоении и дифференциации вещества мантийных диапиров в конвективных ячейках.

На границе Мохо (40-50км) отличается зона «reflectivity», в плане трансформируемая в область среднекорового «волновода» (20-25км), в верхней кристаллической коре от последнего отходят аномально отражающие субвертикальные зоны, «подпирающие» осадочный чехол.

Таким образом, на глубинных разрезах под ЮТС и его обрамлением выявлены геофизические аномалии, формирующие локальные разномасштабные объекты. Высокие коэффициенты отражения и поглощения сейсмических волн коровых объектов позволяют интерпретировать их как среды, насыщенные флюидами, т.е. областями, находящимися в термодинамически неравновесном состоянии. Если в какой-либо области возмущения достигают критического, то образуются прорывы, через которые отводится вещество диапиров в верхние горизонты литосферы с формированием нового вещественно-энергетического уровня. Подобный волновой процесс, определяемый инверсией плотности, обеспечивает пульсации в эндогенной активности региона и, соответственно, цикличность в их проявлении, наиболее надежно фиксируемую в осадочных комплексах.

Комплексное и целенаправленное изучение флюидонасыщенности кристаллических пород фундамента Татарстана было начато во второй половине 70-х годов после получения притока глубинной, газированной высокоминерализованной жидкости с глубины 5099 м в скважине 20000-Миннибаевской (рис. 6.32). Оно включало битуминологические исследования керна и шлама из сверхглубоких поисково-параметрических (20000-Миннибаевская, 20009-Ново-Елховская) и глубоких поисковых (663-Подгорная, 20006-Сулинская, 20011-Бавлинская, 966-Уратьминская) скважин, гидрогеологические исследования вод фундамента, проведенные более чем в 15 поисковых и разведочных скважинах, газохроматографические анализы свободных газов, дегазированных из глубинных проб пластового флюида и бурового раствора, отобранных из пород в вышеупомянутых сверхглубоких, а также в поисковых скважинах 2090-Черемшанской, 2217-Ульяновской , 20015-Ульяновской, 966-Уратьминской.

Битумоиды кристаллических пород фундамента впервые были зафиксированы и детально изучены в скв. 20000-Миннибаевской.

Проведенный анализ 59 образцов керна КФ из скв. 20000-Миннибаевской показал: все исследованные породы содержат маслянисто-смолистый битум петролинейного типа, нейтральная часть которого составляет 0,0006-0,01% на породу. Это в 2-3 раза больше количества кислой части битума [71, 99, 100].

Сопоставление геологических исследований пород и результатов люминесцентно-битуминологического анализа последних доказало, что наибольшая битумонасыщенность КФ приурочена к тектонически наиболее нарушенным разностям пород, а в неизмененных трещиноватостью породах содержание битума резко уменьшается [71, 101].

В свою очередь, петрографические исследования кристаллических пород в интервале глубин до 2270 м позволили выявить следующее. Полностью или частично битуминозным веществом выполнены лишь микротрещины и трещины наиболее поздней генерации, которые и служили путями движения флюидов. А изучение характера распределения структуры и приуроченности битумов к трещинам указывает на то, что исследованные битумоиды являются эпигенетическими по отношению к вмещающим породам [45, 91].

Тогда впервые было высказано положение об эпигенетичности битумоидов и единовременности их проникновения в КПФ. Определение количества и состава хлороформенных битумоидов в КПФ интервала 1962-4172 м, а также исследование методом газовожидкостной хроматографии распределения углеводородов в битумоидах КПФ показали, что характер распределения углеводородов по температурам кипения на хроматограммах весьма сходен для всех образцов. Он практически не зависит от глубины залегания образца породы и его литологии, а также от количественного содержания битумоида в породе. Иными словами, битумоиды имеют близкий компонентный состав, несмотря на различную глубину залегания и литологическую характеристику вмещающих их кристаллических пород [45, 91].

Следующим значительным и крупным объектом изучения битуминозности КФ стала скважина № 20009-Новоелховская. Битуминологическое исследование шлама и керна в процессе ее бурения проводилось регулярно с 1988 по 2000 год различными организациями, начиная с текущего анализа шлама, который выполнялся сотрудниками ОАО «Татнефтегеофизика», и заканчивая детальным изучением состава экстрагированных битумоидов, которое проводилось в ЦНИИгеолнеруд (г.Казань), ИГ и РГИ (г.Москва), ВНИИгеоинформсистем (г.Москва), Институте геологических наук АН УССР (г.Киев), Казанском государственном университете.

В процессе бурения скважины газокаротажной партией АУГР АО «Татнефтегеофизика» проводилось регулярное битуминологическое исследование шлама. Оно осуществлялось по общепринятой методике, шлам с каждого метра проходки экстрагировался в хлороформе, вытяжки просматривались под люминесцентной лампой, определялась оптическая плотность ($Д_{хл}$) экстракта по фото-электрокалориметру, являющаяся качественной характеристикой наличия битумоида в породе (рис. 6.33).

При люминесцентно-битуминологическом анализе было отмечено свечение шлама, более интенсивное на участках, приуроченных к трещинам образцов. Характер свечения фильтровальной бумаги с вытяжкой ХБА и СББС аналогичен свечению девонских нефтей – коричневого цвета с желтой каймой. Значения оптической плотности $Д_{хл}$ хлороформенных вытяжек варьируют от 0 до 1,5 (гл. 5080м). По результатам ЛБА наибольшими значениями характеризуется участок разреза в интервале 3805-5406 м.

Наиболее высокие значения $Д_{хл} > 0,05\%$ были зафиксированы в интервалах: 1803-2200 м, 5285-5290 м, 2650-2700 м, 5294-5300 м, 3500-3550 м, 5317-5331 м, 3806-5000 м, 5355-5406 м, 5013-5202 м, 5477-5503 м, 5242-5244 м, 5508-5511 м, 5267-5272 м, 5544-5545 м.

Изучением битуминозности кристаллических пород скв. 20009 в 1988-1992 гг. занимались Бурова Е.К., Сафронова Т.П., Атанасян С.В. [71]. Выполненный ими просмотр вытяжек под

люминесцентной лампой показал, что практически все исследованные образцы содержат в незначительном количестве битумоиды, количество которых в породах кристаллического фундамента редко превышает сотые доли процента. Химико-битуминологические исследования показали, что содержание битумоидов невелико, составляет от 0,0018 до 0,0089% на породу или не превышает тысячных долей процента. Прослеживается определенная связь между степенью трещиноватости пород и групповым и компонентным составом битумоидов. Интервалы разреза, характеризующиеся значительной трещиноватостью, содержат относительно повышенное количество битуминозного вещества, заметно обогащенного углеводородными компонентами.

Кроме скв. 20009-Новоелховской, Атанасян С.В., Буровой Е.Г. и Сафроновой Т.П. [71] был исследован керн из скважин №№ 663-Ульяновской (инт. 2047-2556 м), 20006-Подгорной (инт. 2790-3560 м) и 20011-Сулинской (инт. 1880-2447 м).

Комплексное обобщение полученных результатов позволило сделать следующие выводы. Содержание хлороформенных битумоидов в изученных образцах КФ невелико и, как правило, не превышает тысячных долей процента и только в единичных случаях достигает сотых долей (0,01-0,02%). В битумоидах фундамента чаще всего присутствуют углеводороды от C_{14} до C_{33}, в единичных случаях – C_9. Набор УВ расширяется в зонах катаклаза и милонитизации. Установлена прямая связь между битумонасыщенностью и степенью трещиноватости пород КФ. В групповом составе отмечается преобладание смол, асфальтены содержатся чаще в ничтожно малых количествах. Анализ изменения группового состава по разрезу скважин позволяет предположить некоторое увеличение с глубиной количества смол и уменьшения – метано-нафтеновых углеводородов. В распределении количества ароматических никаких явно выраженных закономерностей не обнаружено.

В изученных битумоидах фундамента идентифицированы гопан, адиантан, гомологи нафталина и хризен, фенантрен, пирен. В кристаллических породах присутствует углеродистое вещество, наличие которого интерпретируется как битумы миграционных потерь [71].

Изучение каменного материала проб методом термического анализа показало малое содержание органического вещества (ОВ). Для образцов Ново-Елховской скважины оно в среднем составляет 0,32 %, изменяясь независимо от глубины от 0,12 % до 0,88 %.

Анализ просчитанных геохимических коэффициентов показал, что в пределах одноименных фракций наблюдается сходное относительное распределение УВ, несмотря на различие фракционных составов углеводородной части битумоида. Выполненное сравнение углеводородного состава битумоидов КФ и нефтей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений позволило установить весьма значительные черты сходства углеводородного состава экстрактов и нефтей. Это позволяет рассматривать битумоиды пород КФ как следы миграции восходящих флюидных систем, принимавших и принимающих самое непосредственное участие в формировании промышленных скоплений нефти в осадочных отложениях [102, 71, 103, 104].

Позже, на основе независимых геохимических исследований, эти выводы были подтверждены. В конце 90-х годов прошлого столетия информация о битумоидах фундамента была значительно дополнена результатами исследований, проведенных группой специалистов под руководством Г.В.Романова и И.П.Косачева. Ими были изучены битумоиды КФ в скважинах №№ 966-Уратьминской, 2092-Нагорной, 2216-Ульяновской, 20009-Ново-Елховской, 20020-Бавлинской. Результаты показали, что количество битумоидов (экстракция трехкомпонентным растворителем) в породах КФ может быть значительно выше величин, установленных ранее. В среднем для скважины оно может составлять 0,024 % (скв. 2216), а в отдельных случаях достигать 0,35 % (скв. 2092).

Состав подземных вод является признаком и отражением геологических и геохимических процессов, происходящих в земной коре.

Первые данные о характеристике вод КФ Восточно-Европейской платформы были получены в 1976 году по результатам испытания скв. 20000-Миннибаевской [45, 91]. После этого, преимущественно в период с 1988 по 1994 год, характеристика вод КФ была дополнена новыми данными по 14 скважинам, из которых пластовые воды отбирались в общем интервале глубин 1793-2028 м и были охарактеризованы 40 пробами. В период с 1998 по 2003 год, в рамках комплексной программы изучения КФ, был организован мониторинг пластовых вод КФ, который осуществлялся на 5 скважинах, расположенных в центральной части ЮТС и на его склонах.

Исследование вод КФ, во-первых, подтвердило наличие в кристаллическом докембрийском комплексе высокоемких коллекторов. Дебиты воды из интервалов разреза КФ достигали 20, 40, 66 и 125 м^3/сут., причем самый большой дебит был получен из самого глубокого среди исследованных интервалов (4703-5099 м в скв. 20000).

Во-вторых, был охарактеризован химический состав вод КФ (Ибрагимов Р.Л. и др., 2001-2003). По химическому составу воды относятся к хлоркальциевым с плотностью 1,185-1,2 г/см^3 и общей минерализацией 245-267 г/л. Содержание кальция варьирует от 12 до 26 г/л.

С увеличением глубины развития разуплотненных зон подземные воды представляют собой почти чистые хлоридно-кальциевые рассолы, чем существенно отличаются от вод верхней части фундамента [71]. Содержание кальция в них достигает 85-94 г/л, а натрия уменьшается до 12,4-19,3 г/л. Общая минерализация при этом достигает 289 г/л. При этом получен ряд зависимостей (коэффициент корреляции 0,7 – 0,8), доказывающих зависимость минерализации вод КФ от глубины вмещающей их зоны разуплотнения. В частности, она установлена по результатам анализа 42 проб из 15 скважин.

Для оценки перспектив нефтегазоносности КПФ были выработаны газовый, химико-органический и ионно-солевой критерии оценки возможной продуктивности толщи ЮТС [71, 105].

Воды КФ ЮТС отличаются значительно большим количеством метана и его гомологов.

Для анализа соотношения гидрогеологических показателей нефтеносности КФ и осадочного чехла были использованы данные, полученные Р.Л.Ибрагимовым и др., 2004 г.

Газонасыщенность подземных вод архейских КПФ (390-450 см^3/л) не уступает водам девонских (298-476 см^3/л) и рифейско-вендских (290 см^3/л) отложений. Нефтепродуктивность первых из этих пород установлена и изучена, а вторых – предполагается по комплексу геолого-геофизических данных.

Что касается суммы углеводородных газов, то она для вод архея составляет 12,3-16%, достигая в отдельных случаях весьма больших значений, которые сопоставимы со значениями, полученными для вод терригенного девона Ромашкинского месторождения (63-73%) и рифей-вендских отложений (44,6%). Кроме этого, суммарное количество УВ-газов в водах КФ превосходит сумму углеводородных газов в водах пород девона малоперспективных районов западного Татарстана (рис. 6.34). Кроме того, в водах разуплотненных зон КФ были обнаружены пропан (2,3%), бутан (1,1-2,0%) и

следы других тяжелых углеводородов, что является прямым признаком нефтеносности кристаллической толщи [91, 106].

Исследование химико-органических критериев оценки нефтегазоносности в скв. 20000-Миннибаевской позволило установить, что общее содержание $C_{орг}$ в водах КПФ значительно выше фонового для терригенного девона над ЮТС и рифейско-вендских отложений над его юго-восточным склоном.

Такие химико-органические показатели вод архейских пород, как битумный углерод, фенолы, окисляемость йодатная и перманганатная, находятся в пределах фоновых значений для вод терригенного девона ЮТС, а в отдельных случаях – значительно их превышают.

Концентрация общего органического азота в водах архея (0,58 мг/л) значительно превышает таковую в пластовых водах пашийско-кыновских отложений над ЮТС [45].

Изучение газового состава подземных вод архейской толщи показало, что он преимущественно азотный и содержит (в объемных %): 67 – 76,9 азота, 12,3 – 16,0 углеводородов (в основном метан), 5,4 – 8 гелия, 2,1-4,5 кислорода, а в отдельных случаях – 8,9 водорода, 0,06 – 1,4 углекислого газа и 1,4 аргона [45].

Таким образом, наличие в водах КПФ углеводородов, органических веществ, отсутствие сульфатов и метаморфизм вод позволяют рассматривать вопрос о возможности нахождения залежей нефти и газа в теле ЮТС.

Основные результаты геохимических и битуминологических исследований сводятся к следующему:

– в битумоидах фундамента чаще всего присутствуют углеводороды от C_{14} до C_{33}, в единичных случаях – C_9, набор УВ расширяется в зонах катаклаза и милонитизации;

– установлена прямая связь между битумонасыщенностью и степенью трещиноватости пород;

– сравнение углеводородного состава битумоидов фундамента с нефтями Ново-Елховского месторождения показало, что в целом характер распределения нормальных и изопреноидных алканов и УВ-гопанового ряда имеет определенные черты сходства;

– в изученных битумоидах фундамента идентифицированы гопан, аадиантан, гомологи нафталина и хризен, фенантрен, пирен;

– в кристаллических породах присутствует углеродистое вещество, присутствие которого интерпретируется как битумы миграционных потерь;

– на примере двух сверхглубоких скважин установлен рост газопоказаний с глубиной (в промывочной жидкости и глубинных пробах бурового раствора);

– в скв.20009 установлен рост с глубиной битумонасыщенности;

– по принятым показателям нефтегазоносности воды фундамента близки водам терригенного девона и рифей-венда.

Многоразовые отборы проб бурового раствора с глубин от 5000 до 5800м показали, что повышенная газонасыщенность разуплотненных зон, несмотря на их неоднократную заливку буровым раствором (скв. 20009), остается аномальной. На протяжении нескольких лет, когда скважина и бурилась, и простаивала в осложнениях, аномальный газовый фон этих интервалов сохранялся. Это подтверждено и термометрическими исследованиями. Таким образом, газонасыщенность и температурный режим коллекторов сохраняются, и процесс дегазации можно наблюдать в глубоких скважинах.

Кристаллический фундамент играет важнейшую роль в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. В ранее опубликованных работах нами было показано существование на ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов (ПБ), а также то, что формирование месторождений происходит за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла. Об этом говорят температурные исследования Н.Н.Христофоровой (рис. 6.35 а, б, в).

Проведенные исследования позволяют считать, что обнаруженные реликты УВ зон деструкции свидетельствуют о наличии УВ флюидов в этих зонах, которые в неоднородном термоградиентном поле фундамента последовательно перегонялись из нижних зон в верхние под воздействием температурного поля и явлений компрессия-декомпрессия. Это подтверждается также сходством УВ фундамента и чехла, особенностями состава вод зон деструкции и чехла.

Многолетними исследованиями установлено, что кристаллический фундамент Татарского свода – потенциальный генератор УВ Ромашкинского месторождения, которое является уникальным не только по запасам, но и по условиям локализации и дифференциации УВ. Многоэтажное строение этого месторождения, вариации состава, сочетания залежей легких, тяжелых, высокосернистых нефтей, их микроэлементный состав не укладываются в рамки стандартных представлений об условиях нефтеобразования и накопления. Все это свидетельствует о том, что формирование гигантских скоплений углеводородов происходило в условиях активного перераспределения и миграции УВ. Важнейшим фактором перераспределения и миграции УВ является палеотемпературная эволюция нефтеносных формаций (Соколов, Баженова, 1994). Это обусловило четкую приуроченность Ромашкинского месторождения к Южно-Татарскому своду. Реализация программы последовательного изучения глубоких горизонтов КФ в Татарстане показала, что последний играет существенную роль не только как важный структурообразующий элемент, но и сам характеризуется важнейшими признаками, свидетельствующими о его потенциальной нефтегенерирующей роли.

Результаты исследований Л.М.Ситдиковой [55] свидетельствуют о том, что в термодинамических условиях зон деструкции и при наличии природных каталитических систем эти зоны деструкции КФ можно рассматривать как «нефтематеринские формации» глубоких горизонтов земной коры. Эти зоны могут исполнять роль своеобразного «химического реактора», в котором может происходить генерация углеводородов нефтяного ряда за счет простых углеводородов больших глубин под влиянием каталитической активности тонкодисперсных глинистых минералов в присутствии минеральных пластовых вод. При этом пульсационные геодинамические нагрузки этих зон постоянно активируют тонкодисперсный каталитический комплекс пород, что свидетельствует о перманентном режиме генерации сложных углеводородных систем в глубинных зонах деструкции.

Из этих зон флюиды мигрируют по нефтеподводящим каналам в ловушки осадочного чехла. По В.А.Трофимову, под каждым нефтяным месторождением должен быть подводящий канал [107]. Но это не обязательно. Однако под гигантскими и супергигантскими месторождениями они есть и их может быть достаточно много. Например, под Уренгойским месторождением имеется серия таких каналов, называемых «морковками». А в более мелкие месторождения углеводороды могут попадать в результате боковой миграции, которую большинство исследователей на близкие расстояния не отрицают. Последние достижения мировой нефтегазовой науки опровергают представления о дальней латеральной миграции

флюидов и подтверждают доминирование вертикальной миграции в процессах формирования залежей УВ, которая особенно активно проявляется на больших глубинах. При этом существенна роль глубинных флюидных потоков, которые являются одной из причин широкого развития аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в глубокопогруженных комплексах [108].

Существует и другая точка зрения [55] о том, что монолитные комплексы пород в условиях напряженного состояния становятся «прозрачными» для глубинных флюидных систем и «запираются» в периоды снятия геодинамических напряжений. Установлено широкое развитие газожидких пузырьковых включений с остаточными флюидами в кварце. Эти пузырьковые выделения, наиболее четко проявленные в кварцевых зернах пород, связаны с кварцем первой генерации метаморфических комплексов фундамента (гранулитовая фация). Но появлялись они на более поздних стадиях эволюции породных комплексов. В соответствии с волновым механизмом миграции дислокационных цепей и плоскостей в поле напряженного состояния происходит и миграция газожидких включений в направлении вектора Бюргерса. Согласно теории упругих сред скорость миграции дислокаций в кристаллах сопоставима со скоростью акустических колебаний, которые в породах кристаллического фундамента распространяются со скоростью от 3,5 до 6 тыс.м/сек. При снятии геодинамических напряжений движение дислокаций и соответственно газожидких включений останавливается.

Не отрицая возможность существования механизма миграции флюидов, видимо, следует его ограничить именно глубокими горизонтами земной коры. А в формировании залежей нефти в осадочном чехле этот механизм, видимо, не действует. В настоящее время большинством исследователей обосновываются выводы о быстрых (геологически мгновенных) темпах формирования углеводородных скоплений, восполнении залежей нефти и газа в процессе их разработки. Пространственные и временные неравномерности дебитов нефти и газа по скважинам интерпретируются с учетом положения скважин по отношению к каналам подпитки залежей. Последние могут выявляться как по данным разработки месторождений, так и детальных сейсмических работ (3 D).

Наши фундаментальные исследования последних 10 лет позволяют полагать, что эти сроки могут быть существенно уменьшены за счет миграции углеводородов (УВ) из зон деструкции кристаллического фундамента через многочисленные разломы, т.е. «подпитки» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «углеводородным дыханием» фундамента. Процесс глубинной дегазации недр с периодичным поступлением углеводородов в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным явлением, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям (см.рис. 6.30).

Аналогичные исследования по вопросам изучения процессов «подпитки» углеводородами из глубин проводились и на центральной, Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Полученные в процессе многолетних исследований данные уверенно позволяют нам по-новому рассматривать нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитывающийся углеводородами из глубин недр (возобновляемый) объект.

Но месторождения не только подпитываются, но одновременно как любой живой организм непрерывно подвергаются разрушению. Результатами разрушения девонских и каменноугольных залежей являются тяжелые нефти и природные битумы (ПБ) пермских отложений Татарстана. Легкие нефти нижних горизонтов палеозоя, мигрируя вверх по разрезу, окислялись и в ряде случаев из-за изменения реологических свойств превратились в покрышку, способствующую большему сохранению залежей нефти нижележащих горизонтов. Там, где сформировались залежи ПБ достаточной мощности сохранность залежей нефти в нижележащих горизонтах (месторождения западного склона ЮТС восточного борта Мелекесской впадины) оказалась выше, чем на участках меньшего развития или отсутствия залежей ПБ, а заполненность Ромашкинской и структур Прикамья существенно ниже.

Анализируя и обобщая изложенный материал, можно заключить следующее.

1. Анализ результатов бурения параметрических и поисково-разведочных скважин на территории Татарстана, вскрывших породы кристаллического фундамента на значительную глубину, позволил выделить в разрезе магматических и метаморфических пород архея – раннего протерозоя разуплотненные зоны различной мощности, проницаемости и флюидонасыщенности. Зоны коллекторов широко развиты в кристаллических массивах фундамента и установлены как в верхней части его разреза, так и на глубинах более 2000 м ниже его кровли. В целом геологический разрез кристаллического фундамента характеризуется сложным, многократным чередованием практически неизмененных кристаллических пород с хорошей сохранностью высокотемпературных парагенезисов и частично разрушенных пород, претерпевших многократные проявления деформации, диафтореза, милонитизации и др. с общей тенденцией повышения степени деформации с глубиной. Интервалы предполагаемых коллекторов КФ приурочены в большей степени к зонам вторичных наложенных преобразований, а также к участкам смены петрографического состава пород и к границам петрографических разностей. Присутствие в разрезе скважин многочисленных аномальных зон не вызывает сомнения, как и длительная геологическая история их развития. Наблюдается увеличение количества выделенных интервалов-коллекторов с глубиной, что также указывает на прямую зависимость наличия коллекторов от степени вторичных изменений и структурно-тектонических процессов.

2. Результаты исследования скважин, вскрывших кристаллический фундамент на значительную глубину, показали, что коллекторы КФ обладают фильтрационно-емкостными свойствами. В кристаллических породах фундамента присутствует емкостное пространство, в котором флюиды могут свободно циркулировать и которое может рассматриваться в качестве потенциальной ловушки – места аккумуляции нефти и газа. Исследование физико-химических свойств пластовых вод КФ позволило установить, что газогидрохимические показатели нефтеносности архейско-протерозойских пород кристаллического фундамента соответствуют критериям нефтегазоносности, установленным для высокоперспективных и перспективных отложений осадочного чехла (терригенных отложений девона).

3. На основе химико-битуминологических исследований в породах КФ установлено наличие битумоидов, эпигенетичных по отношению к вмещающим породам и имеющих миграционный характер. Широкое распространение углеводородов по всему разрезу в небольших концентрациях говорит о широких масштабах миграции, происходившей под высокими давлениями, при этом основная масса углеводородов проходила по наиболее проницаемым зонам разломов и трещин до кровли фундамента и далее в осадочный чехол. Не исключено, что при наличии коллекторов и ловушек в теле фундамента могли образоваться скопления (залежи) УВ. Компонентный состав растворенных углеводородных газов флюидов, насыщающих разуплотненные зоны КФ, однозначно свидетель-

ствует о наличии «тяжелых» углеводородов, являющихся прямыми признаками следов миграции углеводородов нефтяного ряда и наличия их залежей.

4. Динамика газонасыщенности и газогидрохимических показателей разуплотненных зон кристаллического фундамента свидетельствует о современной геодинамической и флюидной активности последних. Таким образом, геохимическая характеристика флюидов фундамента не исключает его промышленную нефтеносность, а проницаемые зоны кристаллического фундамента являются геодинамически активными системами, развитие которых продолжается в настоящее время.

5. На глубинных разрезах под ЮТС и его обрамлением выявлены геофизические аномалии, формирующие локальные разномасштабные объекты. Высокие коэффициенты отражения и поглощения сейсмических волн коровых объектов позволяют интерпретировать их как среды, насыщенные флюидами, т.е. областями, находящимися в термодинамически неравновесном состоянии. Каскад геофизических аномалий, наблюдаемый в пределах изучаемой территории, отражает гетерогенность геологической среды, обусловленную геодинамическими и флюидодинамическими процессами.

6. Анализ существующих представлений о проявлениях восстановительной дефлюидизации и ее цикличности в пределах юго-востока Русской плиты, основывающихся на материалах изучения металлогенической специализации пород, различных классов углеродистых веществ, реликтов флюидов, законсервированных в мельчайших трещинках пород и минералов, методами петрографии, термобарогеохимии, масс-спектрометрии, нейтронно-активационного анализа, хроматографии и др., позволил установить следующее. Пульсационный обмен веществом и энергией между «волноводами», выделенными в нижней и средней коре изучаемого региона по сейсмическим данным, обусловил блоковое строение верхней части консолидированной коры, развитие разрывных нарушений и зон трещиноватости, которые отделяют как архейские блоки с различным вещественным составом, так и трассируют области раннепротерозойской гранитизации. Периодически унаследованное подновление ослабленных зон, сопровождающееся дефлюидизацией «волноводов», привело к формированию разновременных геохимических аномалий в осадочном чехле. Совместный анализ площадных вариаций гамма-поля с картой рельефа поверхности фундамента, полученной по данным геофизических исследований В.П.Степановым, и картой вещественного состава, подтвердили определяющую роль дизъюнктивно-блоковой раздробленности кристаллического основания в формировании структуры осадочного чехла на протяжении всей геологической истории развития территории. Структурно-вещественная неоднородность фундамента определяет его флюидопроницаемость в периоды тектонической активности и влияет на характер распределения нефтеносности осадочного чехла. Следовательно, вещественный состав фундамента, степень неоднородности его состава и последующей гидротермальной переработки в совокупности с параметрами современной флюидодинамики и неотектонической активности могут рассматриваться в качестве новых поисковых критериев оценки нефтегазоносности осадочного чехла и кристаллического фундамента.

7. Изучение фундамента позволило приблизиться к пониманию глобальных геологических процессов, связанных с консолидацией коры, эволюцией процессов дегазации, формированием и развитием флюидных систем, периодичностью и стадийностью крупных геологических событий в истории Земли и многим другим. Сейчас уже не вызывает сомнения тот факт, что особенности строения и геодинамической эволюции осадочных бассейнов определяются еще на доплатформенной стадии их развития. Поэтому должна существовать тесная взаимосвязь между тектоно-магматической эволюцией фундамента, геодинамикой развития осадочного бассейна и характером размещения в нем полезных ископаемых. Выявление и изучение этой связи не только позволит понять первооснову геологических процессов, но даст возможность разработать новые критерии поиска месторождений нефти и газа.

Таким образом, особую актуальность приобретает необходимость формирования научного подхода и методики проведения поисков и разведки промышленных скоплений нефти и газа в кристаллических породах фундамента, являющегося самостоятельным и нетрадиционным поисковым объектом.

8. Вышеизложенные факты позволяют сформулировать новую стратегию нефтепоисковых работ, заключающуюся в следующем:

– приоритетной задачей следует считать детальные исследования поверхности кристаллического фундамента всеми имеющимися геолого-геофизическими и лабораторными методами с целью установления его влияния на нефтегазоносность осадочного чехла и закономерности размещения залежей нефти и газа;

– основным направлением исследования нефтегазоносности фундамента считать изучение подводящих каналов, дающих возможность меньшими затратами через осадочный чехол и проповерхностные зоны фундамента получить сведения о наличии притоков глубинных флюидов;

– установление (прежде всего на крупнейших месторождениях) наличия и местоположения нефтеподводящих каналов с целью обоснования заложения поисково-оценочных скважин специальной конструкции с углублением в фундамент на сравнительно небольшую глубину (до первого разуплотненного интервала);

– опробование базальных осадочных толщ в поисково-оценочной скважине и при получении положительных результатов (притока любого флюида) ввод ее в эксплуатацию при максимальной депрессии на пласт, с целью интенсификации притока из нефтеподводящего канала;

– поиски залежей (ловушек) УВ в самих породах фундамента весьма затратны и в условиях отсутствия методики их обнаружения пока малоперспективны, поэтому бурение скважин со значительным углублением в породы кристаллического фундамента возможно в единичных случаях для решения общегеологических задач (опорные скважины);

– опробование разуплотненных (проницаемых) зон в породах фундамента производить только после отработки методики опробования глубокозалегающих горизонтов, представленных трещиноватыми коллекторами (для этого можно использовать гидравлический разрыв пласта с закреплением трещин проппантом).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г.* Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т.1-490с., Т.2-286с.

2. *Муслимов Р.Х.* Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат, 1985. – 177с.

3. *Муслимов Р.Х.* Перспективы обеспечения углеводородными ресурсами, стратегия рационального их использования и воспроизводства / Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. Тр.научно-практической конференции VII межд. выставки «Нефть, газ-2000». – Казань:Экоцентр, 2000, Т.1. – С.4-31.

4. Геология и оценка перспектив нефтеносности западных районов Урало-Волжской области. Казань: КГУ, 1983. – 111с.

5. *Эллерн С.С.* О перспективах нефтеносности западных районов Татарии / Геология и оценка перспектив нефтеносности западных районов Урало-Волжской области. – Казань: КГУ, 1983. – С. 95-104.

6. *Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б. и др.* Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2006. – 328с.

7. Западная Татария – потенциальный объект прироста запасов нефти / Р.Х.Муслимов, Н.С.Исхакова // Нефтяное хозяйство. – 1991.– №10 – С.27-29.

8. Методика подготовки площадей и структур на детализационном этапе геолого-поисковых работ в Татарии / А.Г.Салихов, Р.Х.Муслимов, Н.С.Исхакова и др.// Труды ТатНИПИнефть. – Вып.40. Бугульма, 1979. – С.17-22.

9. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань, Изд-во КГУ, 2003. – 596с.

10. *Изотов В.Г., Ситдикова Л.М.* Нетрадиционные коллектора Волго-Уральской нефтегазоносной провинции России – основа процветания страны. Сб. ТЭК. – СПб.: Недра, 2004. – С.395-398.

11. *Успенский Б.В., Бадамшин А.З., Ильина Г.А., Лебедев Н.П.* Геолого-геохимические основы освоения битумных месторождений Среднего Поволжья. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1988. – 146 с.

12. *Успенский Б.В.* Критерии перспектив нефтебитуминозности верхней части геологического разреза платформенных территорий. // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. – М.: Геос., 2005. – С. 455-456.

13. *Байбаков Н.К., Гарушев А.Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 343 с.

14. Месторождения природных битумов / Э.М.Халимов, И.М.Акишев, П.С. Жабрева и др. – М.: Недра, 1983. – 192 с.

15. Технико-экономическое обоснование создания в Республике Татарстан комплекса по добыче и переработке ВВН и ПБ. / Ю.В.Ракутин, Р.М.Абдулхаиров, З.А.Янгуразова, Ф.А.Мингазетдинов // Концептуальные вопросы развития комплекса «Нефтедобыча-нефтепереработка-нефтехимия» в регионе в связи с увеличением доли тяжелых, высокосернистых нефтей. Материалы семинара-дискуссии. – Казань: АБАК, 1997. – С.40-56.

16. *Кубарев Н.П., Веревкин К.И.* Применение метода низкотемпературного окисления для добычи битумов // Нефтебитуминозные породы: перспективы использования: Матер. Всесоюзн. совещания по комплексной переработке и использованию нефтебитуминозных пород. – Алма-Ата: Наука, 1982. – С.91-94.

17. *Акишев И.М., Волков Ю.В., Гилязова Ф.С.* Запасы и ресурсы природных битумов Татарской АССР // Комплексное освоение природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка): Тр. Всесоюзн. конф. – Казань: ТГЖИ, 1992. – С.21-26.

18. *Успенский Б.В.* Нетрадиционные источники энергообеспечения Татарстана / Ресурсоэффективность и энергосбережение в современных условиях хозяйствования. Труды IV Международного симпозиума. – Казань, 18-19 декабря 2003 г. Казань: изд-во Казан. гос. технического ун-та, 2004. – С.430-436.

19. *Мартос В.Н.* Разработка залежей тяжелых и вязких нефтей: Обзор. информ., сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 40с.

20. *Анисимов Б.В.* Гидрогеологические особенности залегания битумных залежей в пермских отложениях Татарской АССР // Природные битумы – дополнительный источник углеводородного сырья. – М.: ИГиРГИ, 1984. – С.136-142.

21. *Кошко И.И.* Совершенствование технологии извлечения высоковязких нефтей и битумов // Всесоюзная конференция по проблеме комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка): Тез.докл. – Казань, 1991. – С.96-97.

22. *Боксерман А.А.* О размерах зон прогрева при оптимальном влажном горении // Сб. тр. ВНИИ. – Вып.57. – М., 1976.

23. *Кадысев Ю.П., Томашевская Л.И.* Комплекс промыслово-геофизических методов для изучения битумосодержащих отложений // Нефтегазовая геология и геофизика. – №12. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979.– С.29-33.

24. *Байбаков Н.К., Гарушев А.Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 343 с.

25. *Амелин И.Д.* Внутрипластовое горение. – М.: Недра, 1980. – 230 с.

26. *Клеев А.М., Козлов А.В.* Некоторые аспекты кинетики окислительных процессов в условиях нефтяных скважин. // Задачи подземной гидромеханики и рациональной разработки нефтяных месторождений. – Казань: КФАН СССР, 1986.

27. *Намиот А.Ю., Корнаев М.З.* Испарение нефтей при внутрипластовом горении // Сб. тр. ВНИИ. – Вып.61. – М.: Недра, 1976.

28. *Ливада Г.М., Гладильщиков С.В., Колесникова О.А.* Изменение физико-химических свойств пластовых флюидов в процессе разработки месторождения Павлова Гора методом ВГ // Теория и практика добычи нефти термическими методами. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

29. *Васильев М.М., Дубова О.В.* Влияние продуктов горения на свойства вязких нефтей // Вопросы совершенствования технологий и технических средств при термических методах добычи нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

30. *Напалков В.Н., Швыдкин Э.К.* Эффективность скважинного способа разработки битумных залежей в связи со строением их резервуаров // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка): Тез. докл. междунар. конфер. – Казань: ИОФХ, 1994 – С.1288-1289.

31. *Тимергазин К.Р.* Додевонские образования западной Башкирии и перспективы их нефтегазоносности. – Уфа: БФАН СССР, 1959. – 311 с.

32. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции /Алиев А.А., Морозов С.Г., Постникова И.Е. и др. М.: Недра, 1977. – 157с.

33. *Постникова И.Е.* Верхний докембрий Русской плиты и его нефтеносность. М.: Недра, 1977. – 221 с.

34. *Лагутенкова Н.С., Чепикова И.К.* Верхнедокембрийские отложения Волго-Уральской области и перспективы их нефтегазоносности. – М.: Наука, 1982. – 12 с.

35. *Егорова Н.П., Байрак И.К.* К вопросу о перспективах нефтегазоносности додевонских отложений Западной Башкирии // Геология нефтяных и газовых месторождений Урало-Поволжья, Кавказа и Средней Азии. – М.: Недра, 1966. – С. 62–72.

36. *Егорова Н.П., Студенко Н.С.* Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Башкирского Приуралья // Оптимизация оценки сырьевой базы углеводородов и повышение степени их извлечения в старом нефтедобывающем районе. Труды БашНИПИнефть. – Вып. 83. – Уфа, 1991. – С.31–38.

37. *Клевцова А.А.* Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендских отложений восточных и центральных областей Русской платформы. Труды ВНИГНИ. – Вып. 140. – М.: 1973. – С. 90–102.

38. *Кутуков А.В.* Перспективы нефтегазоносности рифейских отложений северо-востока Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – № 7. – 1984. – С. 5–10.

39. *Морозов С.Г.* Рифейские, вендские и нижнепалеозойские образования востока Русской плиты и перспективы их нефтегазоносности: Автореф. дис. докт. геол.-мин. наук. – М., 1975. – 49с.

40. *Белоконь Т.В., Козлов В.И., Дулепов Ю.А. и др.* Геохимия пород и флюидов додевонских отложений северо-востока Урало-Поволжья. Уфа: БНЦ УрО АН СССР, 1991. – 40с. (Препринт).

41. *Козлов В.И., Муслимов Р.Х., Гатиятуллин Н.С. и др.* Стратиграфия вендских отложений Удмуртии и востока Татарстана

в связи с перспективами их нефтегазоносности. Уфа: УНЦ РАН, 1994. – 48 с. (Препринт).

42. *Козлов В.И., Масагутов Р.Х., Иванова Т.В. и др.* Литолого-петрографическая характеристика допалеозойских отложений, вскрытых скв.1 Морозовская (Западная Башкирия). Уфа: БНЦ РАН, 1992. – 32с. (Препринт).

43. *Алексин А.Г.* Перспективы нефтегазоносности доюрских образований Западной Сибири / Афанасьев Ю.Т. и др. // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1975. – № 7. – С.3-6.

44. *Валуйский А.А.* Задачи геофизической диагностики при разработке нефтяных месторождений термическими методами // Вопросы совершенствования технологий и технических средств при термических методах добычи нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

45. Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы / Под ред. Р.Х.Муслимова. – Казань: Татарское кн. изд-во, 1980. – 176с.

46. *Аксенов А.А., Голов А.А., Чепикова И.К. и др.* Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Пермского Прикамья // Геология нефти и газа,1995. – № 5. – С. 2–9.

47. Углерод в верхнедокембрийских отложениях Татарстана / Низамутдинов А.Г., Муслимов Р.Х., Изотов В.Г. и др. – Казань: Изд-во КГУ, 1993. – 64 с.

48. *Внутских В.И.* Геохимическое обоснование выделения перспективных зон нефтегазонакопления в Пермском Прикамье: Автореф. дис. к.г.-м.н. – М., 1990. – 25 с.

49. *Егорова Н.П.* Геохимические критерии нефтегазоносности докембрия Башкирского Приуралья // Проблемы геологоразведочных работ при разработке нефтяных месторождений. Труды БашНИПИнефть. – Вып.14. – Уфа, 1986. – С.73–82.

50. *Изотов В.Г., Диденко А.Н., Ситдикова Л.М. и др*. Терригенные коллектора верхнего докембрия Волго-Уральской провинции // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Тез. докл. Международного симпозиума. – Т. 2.– СПб.: ВНИГРИ, 1992. – С.166–167.

51. *Масагутов Р.Х., Козлов В.И., Андреев Ю.В. и др.* Перспективы нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений Западного Башкортостана // Общие проблемы стратиграфии и геологической истории рифея Северной Евразии: Тез. докл. – Екатеринбург, 1995. – С.58-59.

52. Шарьяжно-надвиговая тектоника Волго-Уральской области / Камалетдинов М.А., Степанов В.Г., Жуков И.М. и др. – М.: Наука, 1990. 149 с.

53. *Муслимов Р.Х.* Основные итоги геологоразведочных работ за 1987–1989гг. и проблемы их развития в поздней стадии разведки // Проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ в Татарской АССР: Тез. докл. н.-т. конф. ПО «Татнефть». Альметьевск, 1983. – С.3-9.

54. *Андреев Ю.В*. Распространение проницаемых пластов в вендских отложениях платформенной Башкирии // Проблемы геологоразведочных работ и разработка нефтяных месторождений. Труды БашНИПИнефть. – Вып.74. – Уфа, 1986. – С.57-66.

55. *Изотов В.Г., Ситдикова Л.М.* Дислокационный механизм миграций флюидов глубоких горизонтов земной коры / Дегазация земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. Тез. междунар. Конференции. – М.: Геос, 2006. – С.110-111.

56. *Хатьянов Ф.И., Меламед Б.М*. О возможном верхнедокембрийском краевом барьерном рифе в западной прибортовой зоне Бирско-Верхнекамского авлакогена // Геология нефти и газа. – №1. – 1968. – С.46–51.

57. *Абросимова О.О.* Некоторые особенности ловушек, коллекторов и залежей углеводородов в доюрских породах Западной Сибири / Рыжкова С.В. // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3. – С.22-25.

58. *Акишев И.М.* Основные закономерности распределения битумов в пермских отложениях Татарской АССР / Гайнанова С.Х., Мухаметов Э.Ш. и др.// Геология, разработка нефтяных месторождений, физика и гидродинамика пласта. Труды ТатНИПИнефть. – Вып.26. – Казань: Тат. кн. изд-во, 1974. – С.7-13.

59. *Акрамходжаев А.М., Старобинец И.С., Хаимов Р.Н.* О двух генетических типах нефтей в палеозойских отложениях Южного Тянь-Шаня // Узб. геол. журн. – 1968. – № 6. – С.21-25.

60. *Амурский Г.И*. Концепция геологической юности формирования газовых месторождений – «Газ на марше»// Геология нефти и газа. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – № 4. – С. 11-17.

61. *Аширов К.Б.* К вопросу о времени формирования нефтяных и газовых залежей Среднего Поволжья // Геология нефти и газа. – 1960. – № 6. – С.23-26.

62. Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых / Под редакцией В.Д.Наливкина и К.Э.Якобсона. Том 1. Русская платформа. Ленинград: Недра, 1985. – 356 с.

63. *Хачатрян Р.О.* Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М.: Наука, 1979. – 172с.

64. *Лапинская Т.А*. Стратиграфия раннего докембрия Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Фундамент и промежуточный комплекс древних и молодых платформ СССР. Труды МИНХ и ГП. – Вып.161. – М., 1982. – С.12-25.

65. Л*апинская Т.А*. Восстановление первичной природы глубокометаморфизованных образований на примере большечеремшанской серии Волго-Уральской области / Попова Л.П., Постников А.В., Яковлев Д.О. // Вторичные изменения осадочных пород и формирование коллекторов нефти и газа. Труды ГАНГ. – Вып. 240.- М., 1993. – С. 132-140.

66. *Попова Л.П.* Архейские гранитоидные комплексы // Фундамент и промежуточный комплекс древних и молодых платформ СССР. Труды МИНХ и ГП. – Вып. 161. – М., 1982. – С.57-68.

67. *Попова Л.П.* Бакалинский комплекс гранитоидов фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Фундамент, промежуточный комплекс древних и молодых плит СССР и их влияние на осадочный чехол. Труды МИНХ и ГП. – Вып. 179. – М., 1984. – С.32-43.

68. *Постников Д.В.* Разрез нижнего докембрия в Туймазинском районе // Докл. АН СССР. – 1967. – Т.172. – № 5. – С.1154-1157.

69. *Ситдиков Б.С.* Петрографический состав и геологическое строение докембрийских образований в разрезе параметрической Миннибаевской скв. 20000 / Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. – Казань: Татарское кн. изд-во, 1980. – С. 21-37.

70. *Постников А.В.* Фундамент восточной части Восточно-Европейской платформы и его влияние на строение и нефтегазоносность осадочного чехла // Автореферат на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Москва, 2002. – 54 с.

71. *Муслимов Р.Х.* Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. / Галдин Н.Е., Гвоздь С.М., Готтих Р.П. и др. – Казань: «Дента», 1996. – 488с.

72. *Горина А.Б.* Высокоглиноземистые породы большечеремшанского структурно-вещественного комплекса //Фундамент и промежуточный комплекс древних и молодых платформ СССР. Труды МИНХ. – Вып. 16. – М., 1982. – С.47-57.

73. *Богданова С.В.* Тектоническое районирование фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Фундамент и промежуточный комплекс древних и молодых платформ СССР // Под. ред. Князева В.С., проф. Лапинской Т.А. – Москва, МИНХ и ГП им. Губкина. – Вып.161.-1982. – С. 15-25.

74. *Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли: масштабы и роль в нефтегазонакоплении // Геология нефти и газа. – 1994. – № 9. – С. 38-42.

75. *Лапинская Т.А.* Отражение структурно-вещественной неоднородности фундамента в строении осадочного чехла Южно-Татарского свода / Попова Л.П., Постников А.В., Яковлев Д.О. // Геология нефти и газа. – № 4. – 1989. – С. 27-31.

76. *Лапинская Т.А., Богданова С.В., Попова Л.П.* Геологическое строение, петрография и физические свойства пород фундамента района бурения Миннибаевской скв.№ 20000 // Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважине № 20000. – Казань: Татарское кн. изд-во, 1976. – С.33-47.

77. *Лапинская Т.А.* Кристаллический фундамент Волго-Уральской провинции и его роль в формировании осадочного чехла / Попова Л.П., Постников А.В., Яковлев Д.О. // Критерии прогноза нефтегазоносности древних платформ. – М.: ИГиРГИ, 1987. – С. 63-67.

78. *Постников А.В., Смирнов С.Р., Яковлев Д.О.* Соотношение внутренней структуры, рельефа фундамента и строения осадочного чехла в пределах юго-западной части Татарского свода // Фундамент, промежуточный комплекс древних и молодых плит СССР и их влияние на осадочный чехол. Труды МИНХ и ГП. – Вып. 179. – М., 1984. – С.43-50.

79. *Степанов В.П.* Вулкано-тектонические структуры Татарии – новый объект поисков месторождений нефти / Боронин В.П., Докучаева Н.А. // Геология нефти и газа. – №2. – 1982. – № 2. – С. 21-47.

80. *Степанов В.П., Боронин В.П., Докучаева В.И. и др.* Кольцевые структуры земной коры Волжско-Камской антеклизы. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1983. – 98с.

81. *Степанов В.П.* Тектоническое строение кристаллического фундамента Татарстана и основные направления поисков в нем углеводородного сырья / Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Степанов И.В. // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. – Казань: Новое Знание, 1998. – С. 30-34.

82. *Курлов Н.С.* Основные результаты бурения Криворожской сверхглубокой скважины / Касабов В.В., Мечников Ю.П., Хахаев В.Н. // Советская геология. – 1991. – № 8. – С. 69-80.

83. *Поспелов В.В.* Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2005. – 260 с.

84. *Хаин В.Е.* Роль сверхглубокого бурения в изучении земной коры. // Советская геология. – № 8 – 1991. – С. 7-10.

85. *Изотов В.Г., Ситдикова Л.М.* Зоны деструкции кристаллического фундамента – как потенциальные коллектора углеводородов больших глубин // Георесурсы. – №1. – 1999. – С.28-34.

86. *Плотников Н.А.* К вопросу о нефтеносности кристаллического фундамента на территории Татарстана. // Георесурсы. – № 4 (12). – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2003. –С. 29-32.

87. *Хайретдинов Р.Ш.* Выделение коллекторов в породах кристаллического фундамента Татарии по данным комплекса ГИС. / Абдуллин Н.Г., Агафонов К.Е., Кавеев И.Х. // Нефтегазовая технология, геофизика и бурение. – № 7. – 1984. – С. 22-25.

88. *Хайретдинов Р.Ш.* Применение термометрии для поиска коллекторских зон в разрезе кристаллического фундамента. / Плотников Н.А. // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона.– Казань: Новое Знание, 1998. – С. 171-172.

89. *Хайретдинов Р.Ш.* О выделении коллекторов в разрезах кристаллического фундамента сверхглубоких скважин. // Георесурсы – № 4(12). – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2003. – С. 8-10.

90. *Яковлев Б.А.* Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. – М.: Недра, 1979. – 143 с.

91. Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважине № 20000 / Под ред. Р.Х.Муслимова. – Казань: Татарское книж. изд-во, 1976. – 188с.

92. *Ситдиков Б.С.* Сравнительная характеристика геологического строения кристаллического фундамента Татарского свода и разреза нижнего докембрия по данным скв. № 20000 // Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважине № 20000. – Казань: Татарское кн. изд-во, 1976. – С.24-32.

93. *Хайретдинов Р.Ш.* Предварительные результаты геофизических исследований в скважине 20000 / Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважине 20000. – Казань, Тат. кн. изд-во, 1976. – С. 75-85.

94. *Грунис Е.Б.* Состояние и перспективы изучения кристаллического фундамента в Татарии / Трофимов В.А. // Геофизические исследования и разработки. – Казань: Изд-во КГУ, 1988. – С. 13-16.

95. *Кузнецов Г.Е.* Региональный прогноз полезных ископаемых на основе геофизического изучения глубинного строения недр // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Казань: Изд-во «Репер», 2002. – 47 с.

96. *Трофимов В.А.* Сейсморазведка МОГТ при изучении строения докембрийского фундамента востока Русской плиты. – М.: Недра, 1994. – 90 с.

97. *Трофимов В.А.* Роль и задачи геофизических методов при изучении перспектив нефтегазоносности фундамента Татарстана // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. – Казань: Новое Знание, 1998. – С. 126-130.

98. *Шаров В.И.* Тектонофизический анализ разломной тектоники Южно-Татарского свода в связи с его нефтегазоносностью. / Трофимов В.А., Муслимов Р.Х., Назипов А.К., Плотникова И.Н. // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. – Казань: Новое Знание, 1998. – С. 107-109.

99. *Атанасян С.В.* О битуминозности пород кристаллического фундамента / Бурова Е.Г. // Геохимическое изучение процессов миграции углеводородных систем. – М.: Наука, 1985. – С.77-87.

100. *Бурова Е.Г., Жузе Т.П.* Рассеянное битуминозное вещество в метаморфических породах фундамента Русской платформы // Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. – Казань: Татарское кн. изд-во, 1980. – С.67-71.

101. *Плотникова И.Н.* Анализ результатов испытаний перспективных объектов в породах кристаллического фундамента // Георесурсы. – №3 (4) – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2000. – С. 19-23.

102. *Косачев И.П.* Битумопроявления пород кристаллического фундамента Татарстана по данным скважины 20020 Бавлинской и 20009 Новоелховской / Романов Г.В., Плотникова И.Н., Петрова Л.М. // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. – Казань: Новое Знание, 1998. – С. 58-62.

103. *Плотникова И.Н., Ельсон М.П., Морозова Р.М. и др.* Геодинамические и геофизические критерии прогнозирования нефтегазоносности недр Татарии // Геодинамические и геофизические критерии прогнозирования нефтегазоносности недр Татарии. Ч.3. – М., 1988. – С.532-533.

104. *Плотникова И.Н.* Особенности строения и перспективы нефтегазоносности Южно-Татарского свода. // Дисс. на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Баку, 1989. – 214 с.

105. *Доронкин К.Н.* Подземные воды кристаллического фундамента Республики Татарстан и основные направления их изучения / Ибрагимов Р.Л., Каримов М.Ж., Назипов А.К. и др. // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. – Казань: Новое Знание, 1998. – С. 84-89.

106. *Анисимов Б.В., Доронкин К.Н., Кавеев И.Х. и др.* Подземные воды кристаллического фундамента Татарского свода // Геология нефти и газа. – 1979. – № 11. – С.29-36.

107. *Трофимов В.А., Петров А.П., Волгина А.И.* О локализации и изучении нефтеподводящих каналов / Тезисы международной конференции «Дегазация земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых». М.: Геос, 2006. – С.266-267.

108. *Карасева Т.В., Горбачев В.И.* Современные подходы к стратегии поисков углеводородов в отложениях ниже освоенных нефтегазодобывающей промышленностью глубин / Дегазация земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. Тез. междунар. конференции. – М.: Геос. – 2006. – С.121-123.

ГЛАВА 8

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Говорят, истина лежит между двумя противоположными мнениями. Неверно! Между ними лежит проблема.

Иоганн Вольфганг Гете

Наука не сводится к сумме фактов, как здание не сводится к груде камней.

Анри Пуанкаре

8.1. Особенности геологического строения и разработки высокопродуктивных месторождений

Нужно немало мужества, чтобы сказать то, что думают все.

Жорж Дюамель

Творческое переосмысление прошлого – это не уход от настоящего, а шаг в будущее.

Илья Шевелев

Высокопродуктивные месторождения в Татарстане – основном звене Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – характеризуются следующими особенностями [1].

1. Месторождения контролируются структурными формами более высоких порядков и имеют достаточно большие размеры.

2. Основным базисным нефтеносным объектом являются пашийско-кыновские отложения терригенного девона, в которых содержится 74% разведанных и 64,3% начальных потенциальных ресурсов (НПР) Татарстана.

3. Базисный горизонт, содержащий основные запасы нефти, расположен в нижней части разреза и, как правило, имеет большую площадь нефтеносности. Вышележащие отложения содержат меньшую долю запасов. Так, в следующем по промышленной значимости объекте тульско-бобриковских отложений содержится 15,5% разведанных и 13% НПР.

4. Продуктивность и промышленная значимость регионально нефтеносных горизонтов убывают снизу вверх по разрезу.

5. Основные регионально выдержанные объекты в свою очередь также являются многопластовыми. Пашийско-кыновские отложения содержат до 8-9 нефтеносных пластов, характеризующихся различными коллекторскими свойствами и условиями залегания, бобриковский горизонт состоит из 2-4 продуктивных пластов, тульский – из 3-4 пластов.

6. Запасы нефти сосредоточены в терригенных отложениях, а карбонатные коллекторы имеют подчиненное значение. В последних содержится 10,2% разведанных и 10% НПР.

7. Значительная часть НИЗ относится к категории активных. Доля их составляет около 70%. Принятые коэффициенты нефтеотдачи – от 0,4 до 0,6, в среднем 0,5. В том числе по терригенным отложениям 0,53, карбонатным 0,18. Причем по терригенным отложениям девона проектная нефтеотдача составляет от 0,48 (Ново-Елховское) до 0,6 (Бавлинское месторождение), а по терригенным отложениям нижнего карбона от 0,36 (Ново-Елховское) до 0,38 (Сабанчинское месторождение).

К высокопродуктивным в Татарстане относятся Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Бондюжское, Первомайское, Сабанчинское и др.; в Башкортостане – Туймазинское, Шкаповское; в Самарской области – Мухановское, Кулешовское; в Пермской области – Ярино-Каменоложское и др.

Высокая продуктивность этих объектов обусловлена особенностями геологического строения. Породами-коллекторами в горизонтах $Д_1Д_0$ в основном являются мелко- и разнозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. Макроскопически они трудноразличимы, хорошо отсортированы, рыхлые, иногда трещиноватые. Все песчано-алевролитовые породы мономинеральны.

Наиболее распространенным цементом является вторичный кварц, который в нефтеносных породах интенсивно корродирован до почти полного уничтожения, а также карбонаты. Общее количество цемента в среднем составляет 1-5%. Глинистый цемент приурочен в основном к пластам разнозернистых алевролитов небольшой толщины. В коллекторах глинистого материала не более 3-5%.

В терригенных отложениях девона преобладают высокоемкие коллекторы пористостью 20-22% и проницаемостью от 30 до 1000, в среднем 300^{-3} мкм^2 с малым содержанием пелитовых фракций (1-5%). Эти коллекторы насыщены легкой (плотность пластовой нефти от 796 до 820 кг/м^3), газированной

(газовый фактор изменяется от 40 до 70 $м^3$/т), маловязкой (вязкость в пластовых условиях от 2,3 до 6,7 мПа·с) нефтью. Нефтенасыщенные толщины продуктивных горизонтов составляют от 8,8 до 27,3 м. Начальное пластовое давление в залежах – около 17,5 МПа, давление насыщения 8-9,6 МПа. Нефть характеризуется значительным содержанием смолистых веществ (30-48%), парафина (2,7-5,3%), сернистых соединений (1,4-2,1%). Товарные качества нефти сравнительно высокие (выход легких фракций составляет около 50%, масляных 25-30%). Попутный газ богат этаном (20-30%) и пропаном (5-20%). Все эти особенности строения пластов и насыщающих их флюидов обусловливают высокую продуктивность залежей и высокую экономическую эффективность их разработки.

К высокопродуктивным объектам относится и часть залежей тульско-бобриковских отложений нижнего карбона. Здесь продуктивные пласты слагаются преимущественно песчаниками мелкозернистыми в разной степени алевролитистыми с прослоями песчаников среднезернистых и алевролитами крупно-, разно- и мелкозернистыми, глинистыми. Все типы пород-коллекторов имеют мономинеральный кварцевый цемент. Глинистый материал встречается в виде включений, локальных участков и микропрослоев. В мелко- и разнозернистых алевролитах роль глинистого материала возрастает и он образует цемент порового и неполно-порового типа.

Песчаники и алевролиты мелкозернистые, хорошо отсортированные с рыхлой и весьма рыхлой укладкой, высокопористые, высокопроницаемые с небольшим (2-5%) содержанием пелитовой фракции, пористость их составляет 21-28%, проницаемость от 100 до 2000, преобладает 500 $\cdot 10^{-3}$ $мкм^2$. Это основной тип пород. Наряду с этим в меньшей степени встречаются мелко- и разнозернистые алевролиты с высоким содержанием (от 6 до 17%) пелитовой фракции, которые наряду с многочисленными углисто-глинистыми прожилками создают большую анизотропию и неоднородность пород. Пористость этих разностей от 14 до 25%, проницаемость от единиц до 300 $\cdot 10^{-3}$ $мкм^2$.

В целом коллекторы в тульско-бобриковских отложениях являются высокопродуктивными. Но их продуктивность по части месторождений снижается по причине насыщенности высоковязкой нефтью.

В отличие от терригенных коллекторов карбонатные отложения девона и карбона на высокопродуктивных месторождениях Татарстана в основном являются низкопродуктивными.

Современные системы разработки высокопродуктивных месторождений с применением заводнения создавались на основных месторождениях Волго-Уральской НГП (Ромашкинское, Ново-Елховское, Туймазинское, Арланское, Мухановское, Кулешовское, Ярино-Каменоложское), опыт которых далее был перенесен на высокопродуктивные месторождения Западно-Сибирской НГП.

Поскольку основные высокопродуктивные месторождения России находятся в поздней стадии разработки, нам нужно более глубокое понимание условий применения современных методов повышения нефтеизвлечения.

Остаточные запасы этих месторождений огромны и превышают проектные извлекаемые запасы нефти в 2-2,5 раза. Исходя из этого, напрашивается вывод о необходимости создания новых, более эффективных методов повышения нефтеотдачи применительно к поздней стадии разработки месторождений и в первую очередь для извлечения остаточных запасов нефти. Покажем это на примере супергигантского Ромашкинского месторождения.

8.1.1. Разведка и подготовка к разработке высокопродуктивных месторождений

Разведка высокопродуктивных многопластовых крупных месторождений осуществляется в несколько этапов. В первую очередь поисково-разведочные работы проводятся на базисные объекты, содержащие основные запасы нефти месторождения и более благоприятные для первоочередного промышленного освоения. Эти объекты вводятся в разработку в первую очередь.

На втором этапе изучаются в основном горизонты, содержащие большую долю запасов нефти, более доступные для промышленной разработки освоенными методами и рентабельные для проведения разведочных работ традиционными методами. Затем наступает следующий этап, связанный с поисками и разведкой ранее пропущенных мелких залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Как правило, разведка этих залежей традиционными методами нерентабельна. Она осуществляется по специальной методике [2].

Для примера можно привести разведку Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений, открытых соответственно в 1943 и 1951гг.

Первый этап разведки охватывает период с начала открытия месторождений до 1965г. В эти годы проводилась разведка залежей нефти базисного объекта – горизонтов $Д_1$, $Д_0$. Этот этап можно разделить на два подэтапа: предварительной и детальной разведки. Подэтап предварительной разведки на Ромашкинском месторождении продолжался до 1954 г., на Ново-Елховском – до 1960г., т.е. от открытия месторождения до первого утверждения запасов в ГКЗ СССР. Геолого-разведочные работы в этот период производились с широким площадным охватом поискового объекта разведочным бурением, при этом было доказано, что контур нефтеносности выходит далеко за пределы локальных поднятий перми и карбона, на которых закладывались первые поисковые скважины. Залежи нефти в пашийском и кыновском горизонтах контролируются структурой первого порядка – Южно-Татарским сводом, осложненной рядом меридиональных прогибов, из которых наиболее выраженным является Алтунино-Шунакский грабенообразный прогиб, разделяющий Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения. В период предварительной разведки на Ромашкинском месторождении было пробурено197, на Ново-Елховском – 129 поисково-разведочных скважин. Разведанные запасы составили на Ромашкинском месторождении 46% НПР базисного объекта по Ново-Елховскому – 94,5%.

Подэтап детальной разведки можно, в свою очередь, разделить на два периода: на первом из них главной задачей ставилось оконтуривание залежи и выявление основных закономерностей развития коллекторов. Изучение месторождений в этот период проводилось за счет разведочного и частично эксплуатационного бурения. По результатам этих работ в основном было определено положение контуров нефтеносности и изучены закономерности геологического строения горизонтов $Д_1$ и $Д_0$.

Во втором периоде основной задачей ставилось уточнение деталей геологического строения периферийных частей месторождений, изучение зональной неоднородности пластов и выявление участков отсутствия (выклинивания) коллекторов, а также уточнение контуров нефтеносности как эксплуатационного объекта в целом, так и отдельных его пластов. Эти задачи решались в основном эксплуатационным бурением. Разведочные скважины бурились в исключительных случаях. Всего за время детальной разведки на Ромашкинском

месторождении было пробурено 298 разведочных и 5884 эксплуатационных скважины, на Ново-Елховском соответственно 143 и 556 скважин. Первый период детальной разведки на Ромашкинском месторождении завершен в 1965г., на Ново-Елховском в 1966г. Второй период детальной разведки базисных объектов этих месторождений завершился на Ново-Елховском месторождении в 1985г., Ромашкинском – только в 2000г.

Примененная на этих месторождениях методика ГРР позволила резко уменьшить количество поисково-разведочных скважин (всего вместо 1800 поисково-разведочных скважин, необходимых для подготовки запасов по инструкции ГКЗ СССР, на этих месторождениях было пробурено 867 скважин, из которых 326 – для предварительной разведки) и на 10-15 лет сократить сроки начала освоения месторождений.

На втором этапе были проведены поисково-разведочные и детальные геологоразведочные работы по подготовке к разработке наиболее продуктивных залежей регионально-нефтеносных горизонтов нижнего карбона – бобриковском и кизеловском, содержащих 25,5% НПР рассматриваемых залежей. Залежи бобриковского горизонта структурно-литологического типа приурочены в основном к локальным поднятиям, иногда к более крупным пологим структурам. На Ромашкинском месторождении в бобриковском горизонте выявлено (после укрупнения) 37, турнейском ярусе – 16 залежей, на Ново-Елховском соответственно 18 и 21 залежь. Для ускоренной подготовки к разработке залежи бобриковского горизонта на Ромашкинском месторождении были разделены на три очереди. Определяющим при выделении очередей стали размеры запасов и взаимное расположение этих залежей. Залежи кизеловского горизонта являлись объектами попутного поиска за счет эксплуатационных скважин бобриковского горизонта. На Ново-Елховском месторождении также были выделены три очереди залежей нижнего карбона. Но поскольку залежи турнейского яруса имеют не меньшее промышленное значение, чем залежи бобриковского горизонта, они (наряду с последними) явились объектами самостоятельной разведки. На Ромашкинском месторождении к первой очереди отнесены 5 залежей нефти, в которых сосредоточено 63% всех запасов бобриковского горизонта, ко второй очереди – 22 залежи, содержащие 23,6% запасов, к третьей очереди – 10 мелких залежей. Залежи первой очереди завершены разведкой в 1973г., второй и третьей очередей и в целом по бобриковскому горизонту – в 1982г. На Ново-Елховском месторождении разведка залежей нижнего карбона в основном закончена в 1983г.

Всего для разведки залежей нижнего карбона на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях было пробурено 185 поисково-разведочных и 48 оценочных скважин, испытано 2760 пластов нижнего карбона в 727 отработанных по девону эксплуатационных скважинах и использованы промыслово-геофизические исследования 5159 ранее пробуренных девонских скважин.

Таким образом, целенаправленная работа по обобщению всех материалов попутных геолого-геофизических исследований, проведенных при изучении залежей нижележащих пластов девона, с применением специальных приемов и методики позволила небольшим объемом работ подготовить к разработке залежи нижнего карбона. При этом было сэкономлено 240 разведочных скважин.

На третьем этапе в 1970-1982гг. была произведена разведка залежей нефти в верей-башкирских отложениях Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений. Изучение этих отложений также проводилось в основном за счет эксплуатационного бурения. На подэтапе предварительной разведки было пробурено 25 поисково-разведочных скважин, позволивших в основном определить продуктивность залежей. Детальная разведка проводилась за счет эксплуатационных скважин бобриковского горизонта (отбор керна, грунтов, испытание пластов в процессе бурения, проведение промыслово-геофизических исследований), использования 128 отработанных девонских и бобриковских скважин для опробования пластов среднего карбона и проведения опытной эксплуатации. Всего для разведки этих залежей использованы данные по 161 скважине. Особенностями подготовки к разработке залежей среднего карбона явилось проведение широких опытно-промышленных работ на специально выбранных участках с различной геологической характеристикой пластов по определению влияния на нефтеотдачу плотности сетки (УПС – удельная плотность сетки от 4 до 16 га на скважину) и системы воздействия (закачка воды в различных модификациях, естественный режим с различными методами воздействия на призабойную зону скважин). Этими работами была установлена принципиальная возможность применения методов заводнения в определенных условиях и обоснована нефтеотдача 25,5%. Без проведения опытных работ невозможно было бы обосновать коэффициент нефтеотдачи для объектов такого сложного строения.

Четвертый этап разведки Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений начался с 1975-1980гг. Этот этап, очевидно, явится завершающим. Он связан с разведкой залежей нефти в локально нефтеносных горизонтах карбона и девона. Этап очень сложный и требует новых решений и приемов разведки. Необходимо изучить нефтеносность 17 горизонтов девона и карбона. Из них 14 горизонтов приурочены к весьма неоднородным и сложнопостроенным карбонатным коллекторам. Для изучения этих отложений обычные методы разведки из-за больших затрат на бурение разведочных скважин непригодны. Поэтому исследование производится с максимальным использованием и обобщением геолого-геофизических материалов по пробуренному фонду скважин, с применением разработанных в последние годы новых геофизических методов изучения разреза скважин и специальных приемов работ [1,2].

С помощью этих методов в локально нефтеносных горизонтах Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений выявлено 480 залежей нефти. В настоящее время продолжается целенаправленный поиск новых залежей нефти и новых нефтеносных горизонтов как ниже, так и выше основного объекта.

Более сложной проблемой является изучение нижележащих горизонтов. Дело в том, что в процессе ГРР, а затем и при эксплуатационном бурении недостаточно исследовалась нефтеносность нижележащих отложений терригенного девона (залежи в горизонтах $Д_{II}$, $Д_{III}$, $Д_{IV}$). Это объясняется небольшими размерами залежей и более сложным их строением (особенно в горизонте $Д_{III}$). Отсутствие видимых закономерностей в размещении этих залежей затрудняло их выявление. Наличие нефти в алевролитах и песчаниках живетского яруса установлено на ряде площадей Ромашкинского месторождения при разведочном и эксплуатационном бурении. Залежи нефти расположены на различных гипсометрических отметках, на формирование и размещение их, по-видимому, сильное влияние оказало блоковое строение фундамента и осадочной толщи. Характерной особенностью пластов $Д_{III}$ и $Д_{IV}$ является невысокое удельное сопротивление при их нефтенасыщенности. В настоящее время построением карт схождения, анализом структурных планов кровли пашийских отложений и «среднего известняка», а также рельефа фундамента в комплексе с анализом полученных данных по

нефтеносности в первом приближении локализуются перспективные участки (блоки), которые изучаются углублением 15-25% эксплуатационных скважин. Усиление исследования вещественного состава пород фундамента и деталей его рельефа, увязка этих данных с накопленными материалами по нефтеносности горизонтов $Д_{IV}$, $Д_{III}$, $Д_{II}$, очевидно, позволят установить критерии поиска этих залежей.

Приведенные данные по разведке и подготовке к разработке высокопродуктивных месторождений показывают, что выбор методов исследования проводился с учетом особенностей геологического строения изучаемых объектов. Исследование базисного объекта (залежей горизонтов $Д_I$ и $Д_0$), приуроченного к структурам I и II порядков с высокой (более 80%) степенью заполнения ловушек велось по очень редкой сетке поисково-разведочных скважин. Здесь четко выделялись этап поисков и подэтапы предварительной и детальной разведки.

Исследование залежей нижнего карбона, приуроченных частично к структурам II порядка, а в большинстве – к локальным тектоническим или седиментационным структурам, потребовало в первом случае совмещения подэтапов предварительной и детальной разведки, а во втором – этапа поисков и подэтапов предварительной и детальной разведки. Дополнительно к этому устанавливалась очередность поисков и подготовки залежей к разработке в зависимости от их размеров.

Регионально нефтеносные верей-башкирские отложения изучались путем совмещения этапа поисков и подэтапа предварительной разведки с бурением небольшого числа разведочных скважин. Детальная разведка проводилась за счет эксплуатационного бурения.

Поиски, разведка и подготовка к разработке мелких залежей в остальных объектах проводятся с совмещением всех подэтапов за счет использования ранее пробуренных и бурящихся на нижележащие объекты скважин.

Каждому этапу разведочных работ соответствовала своя, наиболее оптимальная методика исследований, отличающаяся комплексом промыслово-геофизических, геологических исследований, способами интерпретации и обобщения результатов проведенных работ.

Экономическая эффективность методики разведки Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений по современным ценам составляет 15 млрд. руб. В результате ее применения было сэкономлено более 3 млн. м разведочного метража. Подготовлено 70 млн. т запасов категории C_1 и 80 млн. т категории C_2.

8.1.2. Системы разработки высокопродуктивных месторождений

Многочисленные исследования и обобщения многолетнего опыта разработки высокопродуктивных крупных нефтяных месторождений позволят сформулировать основные принципы их рациональной разработки.

1. Весьма крупные размеры, многоэтажность, различная продуктивность, особенности геологического строения нефтеносных горизонтов обуславливают поэтапное освоение различных этажей нефтеносности. Хотя в отдельных случаях можно допустить одновременное освоение всех выявленных продуктивных горизонтов.

2. Разработку многоэтажных, многопластовых месторождений необходимо проводить при непрерывном восполнении запасов нефти за счет разведки и доразведки выявленных нефтеносных горизонтов, поисков и разведки пропущенных горизонтов и пластов, переоценки запасов и повышения нефтеизвлечения.

3. При проектировании разработки крупных и средних нефтяных месторождений обеспечивать оптимальную динамику добычи нефти, предусматривающую ускоренный выход на максимальный уровень добычи нефти, создание условий для замедления темпов падения добычи нефти в третьей стадии разработки и рационального использования созданных мощностей по добыче и инфраструктуры.

4. При выделении эксплуатационных объектов руководствоваться следующими критериями.

1) В единый объект разработки объединять пласты одного этажа нефтеносности, представленные одним типом пород, обладающие близкими свойствами пород-коллекторов и насыщающих их флюидов, и разрабатываемые с применением единого, наиболее эффективного для данных геологических условий метода воздействия.

2) Благоприятным фактором является наличие выдержанных пачек непроницаемых пород, отделяющих разделяемые объекты друг от друга. Достаточно надежным является раздел толщиной 4-5 метров и более.

3) Размеры выделяемых объектов в комплексе с проектируемыми методами воздействия, как правило, должны обеспечить достижение запланированной нефтеотдачи и рентабельность разбуривания самостоятельной сеткой скважин.

На одноэтажных месторождениях, как правило, выделяется один объект разработки, на двухэтажных – два, трехэтажных и более – 3-4 объекта.

При невыполнении изложенных условий и выборе чрезмерно крупных объектов потери в текущей добыче могут составить до 50% и в конечной нефтеотдаче до 20-30 пунктов.

В последнее время появились отдельные высказывания о якобы большой эффективности выделения крупных объектов разработки в рыночных условиях [3,4]. Но это противоречит всему накопленному опыту разработки месторождений Волго-Уральской провинции и Западной Сибири [5].

5. При выборе оптимального размещения и плотности сеток скважин следует руководствоваться следующими проверенными многолетней практикой разработки нефтяных месторождений положениями [5,6].

1) Плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на производительность и технико-экономические показатели разработки залежей. При сохранении интенсивности воздействия на залежь темпы добычи нефти прямо пропорциональны числу пробуренных на залежи скважин, а по трудноизвлекаемым запасам оптимизация плотности сеток скважин приводит к еще большему (непропорционально числу дополнительных скважин) повышению темпов разработки.

2) Плотность сетки скважин оказывает на нефтеотдачу тем большее влияние, чем хуже реологические свойства насыщающих их флюидов.

3) Эксплуатационные объекты, представленные неоднородными расчлененными пластами, эффективно по всей площади нефтеносности разбуривать первоначально равномерной сеткой скважин.

4) Конечная плотность сетки скважин определяется особенностями геологического строения объекта – целесообразнее применять более плотные сетки скважин на площадях с большой расчлененностью объекта и с большей долей запасов нефти в слабопроницаемых коллекторах и ВНЗ, а при прочих равных условиях в зависимости от концентрации запасов нефти.

5) Обязательным условием достижения высокой нефтеотдачи является двухстадийное разбуривание выделенных эксплуатационных объектов. Основным условием успешного осуществления двухстадийного разбуривания является выбор оптимальной начальной и конечной плотности сетки скважин,

который следует проводить на основании обобщения опыта разработки аналогичных с проектируемым по геологическому строению месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

6) Начальное размещение и плотность сетки скважин являются оптимальными, если они в комплексе с системой заводнения обеспечивают ввод в активную разработку основных запасов (не менее 90% эксплуатационного объекта).

7) Конечная плотность сетки скважин оптимальна, если она обеспечивает ввод в разработку всех запасов эксплуатационного объекта и достижение высокой (экономически допустимой) нефтеотдачи.

Критерием при обосновании плотности сетки скважин являются геолого-физические характеристики объекта, позволяющие обеспечить процесс вытеснения нефти достаточно высокими темпами (не менее 4-5% от начальных извлекаемых запасов) при благоприятных экономических показателях (рентабельность не менее 15%, срок окупаемости затрат не более 8 лет). Это для разбуривания начальной сеткой скважин. Конечное уплотнение сетки скважин должно обеспечить утвержденную в установленном порядке нефтеотдачу. Первое, что надо сделать в процессе проектирования разработки месторождения, – это выбрать такую систему разработки, чтобы она обеспечила достаточные уровни добычи нефти для достижения приемлемых сроков окупаемости затрат (не более 5-6 лет) на освоение месторождения, максимум прибыли во второй стадии разработки, в дальнейшем создавало благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной экономически допустимой нефтеотдачи.

6. При выборе систем воздействия на пласт вначале необходимо исследовать возможность эксплуатации залежей на активных природных режимах. Если это невозможно по геологическим условиям, рассмотреть возможность применения современных методов заводнения. Накопленный в Татарстане опыт позволяет существенно расширить области применения заводнения, чем это ранее было признано ЦКР [6].

Объекты с вязкостью нефти до 60 мПа·с могут разрабатываться с закачкой необработанной пресной (лучше пластовой или сточной) водой, залежи с вязкостью от 60 до 500 мПа ·с (а возможно и более) закачкой обработанной химреагентами водой (в основном загустители – полимеры, эфиры целлюлозы, полимер-дисперсные системы, гелеобразующие композиции). Основное условие – достаточно проницаемые коллекторы, в которые можно закачать воду, и применение нестационарного заводнения.

Слабопроницаемые коллекторы в большинстве случаев удается освоить с применением заводнения облагороженной или пластовой водой разрабатываемого объекта.

Существенно расширяются возможности заводнения малопроницаемых пластов с применением гидравлического разрыва пласта, либо технологий горизонтального бурения.

При невозможности применения методов заводнения по причине чрезмерной вязкости нефти в благоприятных условиях можно внедрять тепловые МУН с самого начала разработки месторождения, хотя тепловые МУН можно применять и на поздней стадии разработки именно в качестве третичных (после применения методов заводнения).

7. При разработке высокопродуктивных объектов (участков залежи) предпочтительнее применять линейное заводнение как метод, позволяющий лучше контролировать и регулировать выработку пластов, тем самым создавая условия для увеличения нефтеизвлечения.

В ряде случаев лучше применять площадные системы заводнения, а именно:

– при разработке залежей с весьма зонально неоднородными слабопроницаемыми и глинистыми коллекторами;

– при разработке отдельных линзовидных тел на крупных месторождениях;

– в исключительно неоднородных трещинных, поровотрещинных, трещинно-порово-кавернозных карбонатных коллекторах.

8. Огромное значение для рациональной разработки имеют режимы эксплуатации залежей. К сожалению, этому вопросу при проектировании разработки не уделяется должного внимания. А от режима эксплуатации залежей во многом зависят текущие уровни добычи нефти и конечная нефтеотдача [6].

Специальные исследования, проведенные на Ромашкинском месторождении, показали, что нефтяные залежи целесообразно эксплуатировать при давлениях, близких к первоначальному пластовому. При этом пластовое давление на линии нагнетания, исходя из опыта разработки залежей в условиях заводнения, признано целесообразным поддерживать на 10-20% выше начального пластового.

Эти значения пластовых давлений можно считать оптимальными и разработку залежей вести при оптимальных пластовых давлениях. Но этого недостаточно. Нужно эксплуатировать добывающие скважины также при оптимальных давлениях на забоях скважин.

Оптимальные значения забойных давлений также в большинстве случаев близки к давлению насыщения, или на 15-20% ниже его [6].

Исследованиями установлено существование минимально допустимых значений пластовых и забойных давлений, ниже которых в породах происходят необратимые деформации, снижающие проницаемость пластов и продуктивность скважин [7].

Разработка месторождений при рациональных давлениях – основа рациональной эксплуатации, а снижение давлений ниже допустимых – нарушение условий рационального недропользования. Эти значения пластовых и забойных давлений следует определять гидродинамическими исследованиями для каждого эксплуатационного объекта (залежи).

9. При проектировании разработки месторождений рационально постепенное (во времени) наращивание темпов выработки запасов за счет увеличения перепада давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин путем уменьшения расстояний между ними и увеличения соотношения нагнетательных скважин к добывающим. Это улучшает условия вытеснения нефти в период высокой обводненности объектов.

10. При проектировании разработки необходим дифференцированный подход к выработке АЗН и ТЗН. Последние требуют применения новых технологий уже с самого начала освоения месторождения, так как без этих методов вовлечь запасы в активную разработку обычно не удается. А на первых МУН следует применять на поздней стадии разработки именно в качестве третичных методов, когда определятся интервалы и зоны обводнения залежи. Поскольку имеющийся арсенал МУН в основном работает на увеличение коэффициента вытеснения, то эти методы эффективно применять многократно при обводнении скважин за счет прорыва вод по отдельным высокопроницаемым пропласткам. А в начальной стадии разработки применять методы стимуляции скважин, восстанавливающие или увеличивающие текущую добычу нефти.

11. Совершенствование разработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений должно производиться с непременным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации с применением внутриконтурного заводнения.

Исходя из проведенных исследований и опыта разработки Ромашкинского месторождения можно сформулировать следующие недостатки метода заводнения:

– при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых пластов;

– выработка оставшихся заводненных пластов осложняется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачанной водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают асфальто-смоло-парафиновые осадки (АСПО);

– ухудшаются свойства остаточной нефти в направлении, приводящем к образованию в пласте окисленной, осерненной, малоподвижной и неподвижной, биодеградированной нефти;

– создаются проблемы в возможности извлечения оставшихся извлекаемых запасов (ОИЗ) из невырабатываемых или слабовырабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми, пластов по причине выпадения парафина вследствие снижения температуры (переохлаждения) пласта в результате закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение);

– в процессе длительной разработки снижается проницаемость коллекторов как по вышеизложенным причинам, так и из-за развивающихся в пластах деформационных процессов по причине снижения давлений в процессе разработки (изменения степени раскрытости трещин, деформации и перемещения глинистого материала скелета породы) [6].

Несмотря на высокую эффективность методов заводнения, указанные недостатки усложняют условия разработки, особенно в поздней стадии. Поэтому дальнейшее проектирование необходимо вести с их учетом.

8.2. Особенности разведки, подготовки к освоению и разработке малоэффективных нефтяных месторождений

Кот в перчатках мышь не поймает.

Б.Франклин

Если хорошо усвоены уроки прошлого, прогресс в науке будет достигнут быстрее и надежнее.

Дж.Бернал

К малоэффективным мы относим месторождения, которые при применении традиционных методов разрабатываются со сравнительно низкими технико-экономическими показателями и низкой нефтеотдачей.

Причиной этого являются особенности геологического строения (небольшие размеры месторождений, сравнительно низкая концентрация запасов как по площади, так и по разрезу, превалирующая доля трудноизвлекаемых запасов, низкая продуктивность скважин, большая зональная и послойная неоднородность пластов, более низкие товарные качества нефтей и попутных газов) и удаленность от основных освоенных месторождений и районов добычи [1].

Все эти причины весьма усложняют освоение этих месторождений и вместе с тем делают задачу повышения нефтеизвлечения еще более актуальной.

Основные особенности геологического строения малоэффективных месторождений в рассматриваемых условиях следующие.

1. Месторождения по размерам и запасам в основном относятся к категории мелких и средних. Они связаны с локальными поднятиями, осложняющими склоны Татарского свода и восточный борт Мелекесской впадины.

2. Месторождения многоэтажные, многообъектные, включают около 2000 залежей, приуроченных к 12 стратиграфическим комплексам. Наибольшим развитием пользуются месторождения, представленные сочетанием залежей трех-четырех нефтеносных этажей: турнейско-тульско-бобриковско-верейско-башкирские; кыновско-пашийско-турнейско-тульско-бобриковско-верейско-башкирские. На долю их приходится около 80% разведанных запасов. Это обуславливает многозалежность. Так, на Старо-Кадеевском месторождении с НИЗ около 6 млн.т насчитывается 54 залежи нефти.

3. Базисные объекты, содержащие основные запасы, приурочены к средней части разреза. В тульско-бобриковских отложениях содержится 40,4%, турнейских – 23,3%, верейско-башкирских – 21,5%, кыновско-пашийских – 14,6% запасов. Площади нефтеносности уменьшаются сверху вниз по разрезу. Как правило, большую площадь нефтеносности имеют верей-башкирские, меньшую – турнейские и тульско-бобриковские и еще меньшую – кыновско-пашийские. Взаимное расположение залежей различных горизонтов в пределах одного месторождения может характеризоваться как полным, так и частичным совпадением их в плане.

4. Значительное развитие имеют залежи нефти в карбонатных отложениях. В этих коллекторах здесь содержится более 60% балансовых запасов, против 6,5% на ВП месторождениях.

5. Залежи характеризуются сравнительно низкой продуктивностью, большой зональной и послойной неоднородностью пластов, содержат в основном высоковязкую нефть. Продуктивность скважин, пробуренных на залежах в терригенных отложениях, 1-10 т/сут/МПа, в карбонатных коллекторах 0,5-5 т/сут/МПа.

Наибольшей продуктивностью отличаются терригенные отложения нижнего карбона, но по сравнению с залежами терригенного девона у них меньшая нефтенасыщенная толщина пластов, меньшая продуктивность скважин, более высокие коллекторские свойства. Песчаники слабопроницаемые, слабоглинистые. Доля низкопроницаемых пластов незначительна. Продуктивность скважин в 5-10 раз ниже, чем залежей горизонта $Д_1$, что обусловлено в основном высокой вязкостью нефти и частично – меньшей толщиной коллектора.

Еще более неоднородны верей-башкирские и турнейские залежи, представленные преимущественно трещинными, порово-трещинными, трещинно-поровыми карбонатными коллекторами. Пористость по керну изменяется от 0,5 до 21%, составляя по подавляющему большинству залежей 5-10%, проницаемость от 0,01 до 0,130 мкм^2, в среднем – 0,02-0,050 мкм^2. Вязкость нефти в турнейском горизонте в основном аналогична вязкости залежей в тульско-бобриковских отложениях (в основном 30-60 мПа $\cdot$ с), а в верей-башкирских отложениях она несколько выше и составляет по большинству залежей 80-120 мПа $\cdot$ с. Но в некоторых случаях значения вязкостей нефти залежей карбона могут достигать 500-1000 и более мПа $\cdot$ с.

6. Эти месторождения в основном содержат трудноизвлекаемые запасы нефти. Из общего количества запасов в среднем только 8% являются активными.

7. Превалирующая доля трудноизвлекаемых запасов нефти обуславливает низкую проектную нефтеотдачу. Нефтеотдача по малоэффективным месторождениям изме-

няется в пределах 15-30%, а по отдельным залежам от 10 до 35%. Причем нефтеотдача для залежей в терригенных коллекторах в среднем составляет около 25-30%, карбонатных 15-20%.

8. Нефти этих месторождений, как правило, характеризуются более низкими товарными качествами. Они относятся к категории высокосернистых (содержание серы 1,8 - 3,5%) и особо высокосернистых (содержание серы более 3,5%), а по плотности к тяжелым (плотность от 870 до 900 кг/м^3) и битуминозным (плотность более 900 кг/м^3) нефтям. Это влияет на геолого-экономическую оценку месторождений.

Разработка малоэффективных месторождений имеет свою специфику, обусловленную особенностями геологического строения. Основные технологические решения по системам разработки здесь также обладают своей спецификой. Без учета этих факторов невозможно обеспечить достаточно эффективную разработку таких месторождений.

8.2.1. Разведка и подготовка к эксплуатации малоэффективных месторождений нефти

Повышение эффективности освоения малоэффективных месторождений необходимо начинать с подготовки их к промышленной разработке. От качества подготовки зависят во многом правильность выбора систем разработки и рациональность использования выделяемых на освоение месторождений средств.

В процессе подготовки месторождений к разработке должны быть установлены этажность месторождения, тип залежи, условия залегания нефти, положение контуров нефтеносности и различных этажей нефтеносности, геолого-физические и фильтрационные характеристики пластов, состав и свойства флюидов, получены данные о гидродинамическом режиме залежей. Причем детально необходимо изучить геологическое строение регионально нефтеносных горизонтов. Локально нефтеносные горизонты, как показала практика, экономически целесообразней исследовать в процессе эксплуатационного бурения. Малоэффективные месторождения имеют сложное и очень сложное геологическое строение. Они являются многоэтажными, многозалежными, характеризуются наличием частых литологических замещений, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств пластов, т.е. большой зональной и послойной неоднородностью, в ряде случаев пласты в подошве содержат воду. Все это, с одной стороны, усложняет подготовку этих месторождений к разработке, а с другой стороны, делает эту задачу еще более актуальной.

Поэтому классические методы разведки и подготовки к разработке месторождений здесь недостаточно эффективны. Об этом говорит опыт эксплуатационного разбуривания ряда месторождений Татарстана: Тавельского, Сиреневского, Шегурчинского. На этих месторождениях было пробурено соответственно 30, 20, 30 поисково-разведочных скважин, расстояния между которыми в среднем 1,5-2 км. Несмотря на достаточно плотную сетку разведочных скважин, при эксплуатационном разбуривании было получено большое число непродуктивных скважин, количество которых доходило до 30-40% от проектного фонда.

Из-за большой сложности геологического строения повышение степени разведанности традиционными методами приводит к неоправданной переразведке и затрате больших средств. В этом случае облегчается утверждение запасов в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ). Но это еще не гарантирует достоверность запасов и снижение количества непродуктивных скважин при эксплуатационном разбуривании.

В этой ситуации жизнь потребовала от геологов Татарстана решить проблему достаточно эффективной подготовки месторождений к разработке. В результате [1,8] была создана новая высокоэффективная технология подготовки к промышленной разработке небольших малоэффективных месторождений.

Основные принципиальные положения ее следующие:

1. Предварительная разведка их проводится по группам либо укрупненным месторождениям. Группирование или укрупнение месторождений осуществляется по общности геологического строения и приуроченности к структурам более высоких порядков (структурная терраса, вал), реже по близости или общности контуров нефтеносности по какому-либо горизонту. До настоящего времени предпочтительным считалось не группирование, а укрупнение месторождений. Так, в Татарстане в 70-х годах 250 мелких месторождений были объединены в 80. Это было сделано в целях повышения эффективности разведки, улучшения качества подсчета запасов и проектирования разработки.

Обобщение и систематизация имеющихся материалов по петрофизике, определению емкостных и фильтрационных свойств, изучение взаимосвязей между геофизическими и коллекторскими свойствами пород по турнейским и верей-башкирским отложениям целого района (восточный борт Мелекесской впадины) позволили исследователям (Г.А.Львов и др.) показать преимущества изучения параметра по группам месторождений.

Исследованиями было показано, что петрофизические и коллекторские свойства продуктивных пластов по площади исследования практически сохраняются постоянными. Многофакторный анализ геолого-физических параметров для нахождения критических значений кондиций позволил авторам получить зависимости между различными параметрами (например, пористостью и проницаемостью, нефтенасыщенностью и водонасыщенностью и т.д.) с достаточно высокими коэффициентами корреляции, свидетельствующими о возможности использования их для определения предельных значений коллекторов и решения ряда задач нефтепромысловой геологии.

Определение параметров и указанных зависимостей по группам имеет то преимущество, что для обработки методами математической статистики здесь привлекается большое количество данных. Так, емкостные и фильтрационные свойства пород башкирского яруса изучались по 2323 образцам, отобранным из 12 месторождений (число определений пористости составило 2323, проницаемости 1873, остаточной водонасыщенности 606). Если бы параметры определялись по одному месторождению, скажем, Камышлинскому, то удалось бы использовать всего 87 определений пористости, 79 – проницаемости и 33 – остаточной водонасыщенности. Средняя пористость для всех месторождений составила 8,7%, а для Камышлинского 8,6%.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о необходимости определения средних значений параметров по группам месторождений, а зависимостей между петрофизическими емкостными и фильтрационными свойствами – по тектоническим регионам.

2. Детальная разведка по принятой методике геологоразведочных работ (ГРР) с использованием разведочного бурения в целях получения необходимой информации для подсчета запасов и проектирования разработки производится лишь на некоторых, наиболее типичных месторождениях (залежах) данной группы.

3. При разведке и подготовке к разработке основной части месторождений (залежей) изучаются только общие черты

геологического строения, т.е. производится предварительная разведка. По этим данным в комплексе с тщательным анализом геологических материалов по типичным разведанным месторождениям производится оперативный подсчет запасов для рассмотрения в ЦКЗ России и оформляется разрешение на ввод в разработку.

4. Составляется проект опытной эксплуатации (при необходимости) опытно-промышленной разработки. Проект опытной эксплуатации предусматривает пробную эксплуатацию пробуренных и оказавшихся нефтяными поисково-разведочных скважин с полным комплексом исследований. Этот проект согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора и утверждается ЦКР (Центральной комиссией по разработке) «Роснедра».

Проект опытно-промышленной разработки предусматривает бурение необходимого числа скважин для опробования технологий выработки трудноизвлекаемых запасов различных категорий. Проект рассматривается в НК и утверждается ЦКР.

Производится дополнительное разбуривание всей предварительно оконтуренной части месторождения равномерной сеткой структурных скважин с расстояниями между ними, как правило, равными расстояниям между эксплуатационными скважинами. По результатам структурного и ранее проведенного по редкой сетке разведочного и оценочного бурения с достаточной точностью составляются структурные карты по кровле продуктивных горизонтов, уточняются положение и детали конфигурации контуров нефтеносности.

Эта методика детальной разведки мелких месторождений без бурения большого количества дорогостоящих глубоких разведочных скважин была вначале успешно применена на месторождениях западного склона Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины, где имеется хорошее совпадение структурных пластов перми и карбона.

5. Применение этой методики дало большую экономию капитальных вложений. Экономический эффект получается за счет отказа от бурения и обустройства проектных эксплуатационных скважин. Стоимость подготовки одной тонны новых запасов при доразведке за счет эксплуатационного бурения оказалась в среднем в 5 раз ниже, чем при подготовке месторождений к разработке традиционными методами.

Изложенная методика структурного бурения оказалась эффективной. Но, к сожалению, она не является универсальной. Ее можно применять только в условиях совпадения структурных планов верхних и глубокозалегающих отложений. В дальнейшем от структурного бурения в нефтепоисковых работах пришлось отказаться в пользу сейсморазведки, что объяснялось существенным совершенствованием последней.

Для повышения эффективности подготовки месторождений к разработке было предложено применение сейсморазведки (Э.П.Халабуда, Е.Б.Грунис, Б.В.Симакин и др.). Сущность методики заключается в картировании базисных горизонтов разведки в среднем и нижнем карбоне сейсморазведкой МОГТ. Высокая достоверность картирования маркирующих горизонтов нижнего и среднего карбона при высокой плотности сейсмических наблюдений позволяет с большей степенью детальности выявлять строение ловушек нефти и контуров нефтеносности. Эта методика первоначально была реализована на Бурейкинском, Енорускинском и Ново-Шешминском месторождениях в 1982-1983гг.

При разбуривании Бурейкинского месторождения сетка скважин корректировалась по результатам детальных сейсморазведочных работ. При этом существенно уточнилось строение основной залежи и одновременно были выявлены еще дополнительные поднятия. На основной залежи по результатам сейсморазведочных работ было отменено бурение 11 эксплуатационных скважин, попадающих в законтурную область и водоносные участки. Одновременно за счет бурения 8 разведочных и 2 оценочных скважин на дополнительно выявленных поднятиях были приращены запасы нефти. По результатам всех этих работ уточнена технологическая схема разработки, где определено оптимальное местоположение добывающих и нагнетательных скважин (рис.8.1). Эта методика подготовки месторождений к эксплуатационному бурению в настоящее время применяется повсеместно. При сейсморазведке можно обеспечить более высокую плотность наблюдений (расстояния между точками наблюдений уменьшаются до 50 м). Но это удорожает работы. Во избежание этого система наблюдений должна быть оптимальной. Ее нужно выбирать исходя из поставленных задач. Поскольку основная цель изучения геологического строения месторождений заключается в определении оптимального размещения эксплуатационной сетки скважин, то расстояния между точками сейсмических наблюдений должны в основном соответствовать принимаемой в аналогичных условиях сетке скважин. В отдельных случаях (вблизи зон размыва и «врезов») сеть наблюдений может несколько уплотняться.

Изложенная методика позволяет эффективно готовить к разработке месторождения в отложениях карбона. Но для залежей девона в условиях Татарстана эту методику в большинстве случаев применять неэффективно из-за сложности сейсмогеологических условий и в целом низкой эффективности сейсморазведки для картирования отложений девона.

6. По всем полученным при разведке материалам составляется технологическая схема разработки, предусматривающая бурение добывающих скважин в контуре выделенных залежей, нагнетательных – преимущественно в законтурной области или прогибах, выявленных по результатам бурения дополнительных структурных скважин или сейсморазведки. Наряду с основными задачами в технологической схеме разработки предусматривается решение задач доразведки месторождения. Это обеспечивается за счет запланированного выхода части скважин в законтурную область с дальнейшим использованием их для законтурного заводнения, а также бурения оценочных скважин. Поиски нефти в других горизонтах обеспечиваются в соответствии с методикой, изложенной в работах [1,2].

В ряде случаев для оценки нефтеносности разреза всего осадочного чехла в наиболее благоприятных условиях бурятся за счет разведочного метража так называемые «опорные» скважины. В них обеспечивается максимальный вынос керна, проводится большое число опробований пластоиспытателями в процессе бурения и испытаний по колонне. По ряду таких скважин на некоторых месторождениях установлена нефтенасыщенность в горизонтах, ранее считавшихся бесперспективными.

7. По результатам разбуривания месторождений производится подсчет запасов нефти для утверждения в ГКЗ России.

Эффективность применения изложенной методики подготовки мелких месторождений к разработке и их доразведки весьма высокая. Она имеет следующие преимущества:

– ускоряется подготовка месторождений к разработке за счет уменьшения в 4-5 раз объемов разведочного бурения и детальных исследований на этапе предварительной разведки, практически полностью исключается переразведка месторождений;

– обеспечивается качественная подготовка запасов к рассмотрению в ГКЗ России с использованием материалов эксплуатации разведочных и добывающих скважин;

– повышается эффективность разведочного и эксплуатационного бурения (по числу удачных скважин она составила

90-95%, а с учетом использованных в качестве нагнетательных – 98-99% против 30-40% до внедрения в изложенной методике).

Эта методика успешно применяется в РТ. Она также эффективно может использоваться практически в любых геологических условиях, в платформенных и с некоторой корректировкой даже в складчатых областях.

8.2.2. Особенности геологического строения и разработки малоэффективных месторождений нефти

Разработка малоэффективных месторождений имеет свои особенности, обусловленные особенностями геологического их строения. Основные технологические решения по системам разработки здесь также обладают своей спецификой. Без учета этих факторов невозможно обеспечить достаточно эффективную разработку таких месторождений. Рассмотрим подробнее эти особенности.

8.2.2.(1). Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Обоснование выделения эксплуатационных объектов для самостоятельной разработки проводится по геолого-технологическим и экономическим критериям. Исходя из опыта разработки и проведенных исследований применяются следующие критерии при выделении объектов разработки:

1) Объединяемые в один эксплуатационный объект пласты должны быть представлены, как правило, одним типом коллектора и обладать близкими литолого-физическими свойствами. По проницаемости они должны отличаться не более чем в 2-3 раза. На первом этапе разработки малоэффективных месторождений зачастую допускалось объединение в один объект разработки залежей в тульско-бобриковских терригенных и кизеловско-черепетских карбонатных отложениях, отличающихся по проницаемости до 5-30 раз (Сиреневское, Шегурчинское, Беркет-Ключевское, Тавельское месторождения), а также верейских и башкирских залежей с разным типом коллектора и различными потенциальными возможностями (Архангельское месторождение). Проведенные промысловые исследования показали, что при этом производится выработка в основном более продуктивных объектов (тульско-бобриковских, верейских), а менее проницаемые объекты либо совсем не участвуют в разработке, либо доля их в общей добыче не превышает 15-20% от их потенциала.

2) Различие залежей по вязкости должно быть в таких пределах, при которых обеспечивается внедрение какого-либо метода воздействия, пригодного по критериям для данных геолого-физических условий. Это положение относится прежде всего к залежам в терригенных коллекторах. Для карбонатных коллекторов различие вязкостей, характерное для основных месторождений, не имеет столь решающего значения. Это объясняется превалирующим влиянием на эффективность разработки весьма большой неоднородности пластов над вязкостной характеристикой.

3) В эксплуатационный объект объединяются пласты и горизонты одного этажа нефтеносности на месторождениях с преимущественным совпадением залежей в плане, разрабатываемые на одном режиме. Недопустимо объединять пласты, разрабатываемые на искусственно создаваемом водонапорном, естественном упруго-водонапорном или замкнуто-упругом режиме.

4) Благоприятным фактором является наличие выдержанных пачек непроницаемых пород, отделяющих разделяемые объекты друг от друга. Достаточно надежным является раздел толщиной 4-5 и более метров.

5) Размеры выделяемых объектов в комплексе с проектируемыми методами воздействия, как правило, должны обеспечить достижение запланированной нефтеотдачи и рентабельность разбуривания самостоятельной сеткой скважин.

6) На одноэтажных месторождениях, как правило, выделяется один объект разработки, на двухэтажных – два, трехэтажных и более – 3-4 объекта.

В начале разработки малоэффективных месторождений выделение эксплуатационных объектов предусматривалось проводить с учетом отработки пластов «снизу вверх». В настоящее время это требование не является обязательным. В первую очередь предусматривается отработка более продуктивных горизонтов, которая может вестись с применением интенсивных систем разработки. Поэтому разработка различных объектов может проводиться и по принципу «сверху вниз», и по принципу «опережающей выработки базисных пластов» (содержащих основные запасы и независимо от их положения в разрезе скважины). Это стало возможным благодаря техническому решению проблемы изоляции отработанных вышележащих пластов установкой металлических пластырей, колонн-летучек, изоляции новыми тампонажными смесями (нефтесерно-кислотная, гипан-цемент, смола-цемент и т.д.) либо в сложных случаях спуском дополнительной эксплуатационной колонны меньшего диаметра.

8.2.2.(2). Определение порядка разбуривания залежей и месторождений нефти

На практике придерживаются следующих принципов разбуривания залежей и месторождений нефти [1,8]:

1) Разбуривание месторождений начинается с базисного объекта, содержащего основные запасы, и с центральной части месторождения.

2) Бурение скважин производится по принципу «от известного к неизвестному», который предполагает заложение первых добывающих скважин в наиболее продуктивных частях, вблизи уже пробуренных. Для решения вопроса целесообразности обустройства для дальнейшего разбуривания предусматривается бурение оценочных скважин с целью изучения отдельных блоков и приконтурной области (рис. 8.2) [9].

3) Раньше предусматривалось выделение базисных и второстепенных объектов. Базисные, как наиболее продуктивные, разбуривались в первую очередь. После принятия Верховным Советом б.СССР «Основ законодательства о недрах» во избежание разубоживания запасов и снижения затрат на бурение и обустройство стало проводиться одновременное разбуривание всех выделенных эксплуатационных объектов независимо от их продуктивности. Но после перехода к рыночной экономике пришлось вновь вернуться к этому вопросу. В современных рыночных условиях разбуривание эксплуатационных объектов на месторождениях целесообразно проводить поэтапно. На начальном этапе освоения месторождений производится разбуривание всех рентабельных объектов одновременно. Нерентабельные для разработки объекты не разбуриваются. На них должны проводиться опытно-промышленные работы по отработке эффективных методов разработки на небольших пилотных участках. Практически эти объекты консервируются до отработки эффективных технологий, либо до изменения экономических условий разработки (налоговая политика государства, цены на нефть и др.), позволяющих обеспечить рентабельную

Рис. 8.2. Схема разбуривания сложных объектов. Скважины: 1 – пробуренные; 2 – проектные; 3 – оценочные; 4 – независимые; 5 – зависимые; 6 – отмененные бурением; 7 – ликвидированные; 8 – контрольные; 9 – внутренний контур нефтеносности; 10 – внешний контур нефтеносности; 10 – внешний контур нефтеносности; 11 – проектный (предполагаемый) внутренний контур нефтеносности; 12 – проектный (предполагаемый) внешний контур нефтеносности

разработку. С точки зрения повышения эффективности использования запасов недр такая политика является наиболее обоснованной, так как мы не портим менее продуктивные объекты применением неэффективных для данных условий систем разработки, а сохраняем их для будущего.

4) Разбуривание месторождений осуществляется повсеместно кустовым способом. Первоначально этот метод применялся в Западной Сибири из-за большой заболоченности и залесенности территории. Затем он стал широко применяться в Башкортостане и позднее в Татарстане. В настоящее время в Татарстане повсеместно осуществляется разбуривание месторождения кустовым методом, схемы которого показаны на рис.8.3. При этом индивидуальное размещение устьев допускается только для одиночных разведочных или оценочных скважин. При кустовом способе разбуривания месторождений затраты на обустройство снижаются на 10-15%. Соответственно уменьшаются материальные и трудовые затраты, а также весьма существенно – занятие земель (на 75-80%).

8.2.2.(3). Размещение и плотность сетки скважин.

Одним из основных вопросов при составлении технологической схемы разработки малоэффективных месторождений является система размещения и плотность сетки скважин. Работами ученых и специалистов Татарстана убедительно показано, что в условиях неоднородных прерывистых пластов основной фонд целесообразно размещать по равномерной квадратной или треугольной сетке скважин. Равномерная сетка скважин обеспечивает более достоверное описание залежи и тем самым создает лучшие условия для последующей рациональной разработки. При этом квадратную сетку скважин обычно используют при разработке многоэтажных месторождений, когда на месторождении выделяется четное количество эксплуатационных объектов. Если предусматривается выделение нечетного количества объектов (с учетом возвратных), применяется равномерная треугольная сетка скважин. На практике проектировщики стараются заложить треугольную сетку скважин, обеспечивающую более высокий охват залежи дренированием и более высокую (на 3,4%) нефтеотдачу. Большое значение на многопластовых месторождениях имеет взаимное размещение сеток скважин выделенных эксплуатационных объектов. Это связано с необходимостью создания условий для равномерного дренирования возвратных объектов или использования отработанных по отдельным объектам скважин для повышения нефтеотдачи на невыработанных объектах. Игнорирование этого фактора при проектировании систем разработки многообъектных месторождений Западной Сибири зачастую приводило к невозможности использования отработанных скважин для выработки других горизонтов, так как забои скважин на возвратном объекте совпадали друг с другом. Это обстоятельство нами было учтено в Татарстане путем создания систем взаимного вписания сеток скважин различных объектов (рис.8.4). Эти схемы обеспечивают наилучшие условия для использования возвратных скважин.

Более сложной является проблема выбора плотности сеток скважин для объектов с различными геолого-физическими свойствами пластов. Эта проблема решалась проведением большого объема опытно-промышленных работ по определению влияния плотности сеток скважин на производительность и нефтеотдачу залежей в различных горно-геологических условиях. Результаты этих работ нами были обобщены [1,8] и на их основе построены зависимости нефтеотдачи от плотности сеток скважин для залежей, представленных карбонатным коллекторами (рис.8.5).

Анализ этой зависимости показывает, что с увеличением удельной площади, приходящейся на скважину, нефтеотдача уменьшается. Если при плотности сетки скважин 16 га/скв. нефтеотдача равна 12%, то при 9 га – 18,3%. Влияние плотности сетки скважин на различных интервалах изменения неодинаково (табл.8.1)

Таблица 8.1

Прирост в нефтеотдаче на различных интервалах изменения плотности сетки скважин

Интервал изменения УПС, га/скв.	Прирост в нефтеотдаче, %	
	Абсолютный	на 1 га
0-5	3,0	0,60
5-10	4,5	0,90
10-15	4,6	0,92
15-20	3,8	0,76
20-25	3,0	0,60

Наибольший прирост в нефтеотдаче на 1га 0,90-0,92% (абсолютных) приходится на интервал изменения плотности сетки скважин менее 5 и 15-25 га, где прирост в нефтеотдаче при уплотнении на 1га составляет 0,6-0,76%. Максимальный прирост в нефтеотдаче происходит при плотности сетки скважин 9,5 га/скв.

С целью оценки оптимальной плотности сетки скважин для условий карбонатных залежей (запасы на скважину и дебиты скважин взяты характерные) была проведена серия

Рис. 8.3. Схема обустройства куста на 7 скважин

технико-экономических расчетов, которые показали, что оптимальная S = 9-14 га/скв. Максимальный эффект получается при более плотных сетках скважин в случае более высоких удельных запасов на скважину.

Использование этих зависимостей и опыта разбуривания залежей с различными геолого-физическими характеристиками с экономической оценкой различного уплотнения сетки скважин позволяет определить оптимальную сетку скважин, которая в дальнейшем закладывается при проектировании разработки.

8.2.2.(4). Целесообразность искусственного воздействия на залежь и методы его реализации.

Проблема обоснования необходимости внедрения методов воздействия на малоэффективные залежи имеет важнейшее значение. Поскольку эти залежи содержат в основном трудноизвлекаемые запасы нефти, то по общепринятым канонам разработка их возможна в основном на малоэффективных природных режимах. Поэтому эксплуатация большей части этих месторождений в современных условиях была бы нерентабельной.

При этом по расчетам института «ТатНИПИнефть» нефтеотдача оказывается в 3-5 раз ниже, а затраты на освоение месторождения существенно превышают удельные затраты на добычу нефти по высокопродуктивным объектам. Анализ показал, что рентабельно разрабатывать только небольшое число объектов (Южно-Нурлатское, части Бурейкинского, Пионерского, Вишнево-Полянского и ряд небольших залежей терригенного девона), имеющих достаточный напор краевых вод. Поэтому без поисков нестандартных решений по воздействию на пласт разработка большинства малоэффективных месторождений была бы нерентабельной. Эта работа нами проводилась в следующих направлениях:

– анализ эффективности применяемых систем разработки по эксплуатируемым месторождениям;

– осуществление программы опытно-промышленных работ (ОПР) по отработке 22 гидродинамических технологических процессов разработки малоэффективных залежей на 80 участках 16 месторождений при разбуривании с плотностью сетки скважин от 1 до 16 га/скв.

На большинстве этих участков применялось циклическое заводнение в различных его модификациях, системы разработки с созданием каверн – накопителей нефти (ИКНН) в сочетании с направленными солянокислотными обработками скважин (НСКО), методы бесперфораторного вскрытия пластов, новые методы обработки призабойных зон скважин, сернокислотные инъекции, чередующаяся закачка нефти и воды, исследование условий проявления и эффективности природного упруго-водонапорного режима и др.

Прежде всего необходимо решить вопросы возможности и целесообразности применения методов заводнения. По общепринятым критериям, заводнение необработанной водой можно применять на залежах вязкостью до 30 мПа · с; заводнение обработанной различными реагентами водой (физико-химические методы) – на залежах вязкостью от 30 до 60 мПа·с; на залежах с большей вязкостью могут применяться только тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Опыт разработки малоэффективных месторождений Татарстана показывает необоснованность этих ограничений [8].

Нами накоплен большой положительный опыт нагнетания необработанной воды в терригенные коллекторы, содержащие

Рис. 8.4. Схемы взаимного размещения различных эксплуатационных объектов на многоэтажных месторождениях

а – две квадратные равномерные совмещенные сетки с добуриванием скважин (Δ) на возвратный объект; *б* – три совмещенные сетки с треугольной системой размещения скважин; *в* – две квадратные сетки с размещением более плотной в диагоналях редкой сеткой и добуриванием (Δ) скважин на третий (возвратный) объект; *г* – две равномерные сетки с треугольной системой размещения с добуриванием скважины (Δ) на возвратный объект

Рис. 8.5. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от плотности сетки скважин для залежей нефти в карбонатных коллекторах нижнего и среднего карбона

C_1 – нижний карбон

C_2 – средний карбон

нефть вязкостью в пластовых условиях до 60 мПа·с (Ново-Суксинское, Ульяновское, часть залежей бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения). Получены также положительные результаты опытно-промышленных работ на залежах с вязкостью до 110-150 и даже 300 мПа·с (бобриковские отложения Ильмовского, Бурейкинского, Нурлатского месторождений), на которых закачивалась как облагороженная, так и обычная вода. Таким образом, для терригенных отложений нижнего карбона доказана высокая эффективность заводнения залежей вязкостью до 150-300 мПа·с. Можно полагать, что методы заводнения могут быть достаточно эффективны и при более высокой вязкости нефти. Такие работы проводятся в настоящее время на Степноозерском месторождении.

Основным условием применения заводнения залежей высоковязких нефтей являются хорошие коллекторские свойства пластов, достаточные для обеспечения приемистости скважин при оптимальных давлениях нагнетания и обязательное применение нестационарного (циклического) метода в сочетании с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте. Причем период полуцикла устанавливается на основании опытных работ по критерию обеспечения стабильности темпов роста обводнения продукции и исключения прорыва вод по отдельным пропласткам.

Анализ показывает, что эти залежи при помощи методов циклического заводнения разрабатываются не хуже высокопродуктивных залежей с малой вязкостью нефти (горизонты терригенного девона Тат-Кандызского и Елабужского

месторождений). Темпы выработки от начальных балансовых запасов примерно равны. По залежам высоковязких нефтей в терригенных коллекторах достигается сравнительно высокая нефтеотдача (до 30-40%, против 4-5% на естественном режиме). Однако эта нефтеотдача все же существенно ниже, чем высокопродуктивных коллекторов с маловязкой нефтью (50-60%). Но даже тепловые методы, очевидно, не позволят по таким залежам довести нефтеотдачу до 50-60%. Так, проектная нефтеотдача при закачке теплоносителя на Ново-Суксинском месторождении должна была составить всего 0,388%, при применении ВВГ (влажного внутрипластового горения) на Архангельском месторождении – 41,4%, Нурлатском – 40,2%, Вишнево-Полянском – 39,4%.

Столь низкая нефтеотдача объясняется неблагоприятными геологическими условиями малоэффективных месторождений для применения тепловых методов. Если на участках, благоприятных для применения тепловых МУН, проектная нефтеотдача составляет 40-52%, то средневзвешенное ее значение (с учетом неохватываемых по критериям применимости на других участках) в 1,3-2 раза ниже, хотя эти методы являются весьма дорогими (удельные капиталовложения по сравнению с заводнением больше в 1,7-3 раза). Это объясняется неотработанностью новых МУН для этих условий. Очевидно, поэтому более целесообразным является путь, избранный нефтяниками Татарстана. На малоэффективных месторождениях с высокой вязкостью нефти предусматривается и уже осуществляется широкое применение заводнения. Повышение нефтеотдачи малоэффективных залежей до значений, достигаемых для залежей с преимущественно активными запасами (50-60%), возможно за счет применения новейших МУН для остаточных (после заводнения) запасов нефти. Эти методы здесь будут внедряться после выработки залежей заводнением, т.е. в качестве третичных методов, когда они будут достаточно отработаны и их применение действительно потребует меньших затрат.

Хотя при более высоких значениях вязкости нефти может потребоваться применение тепловых МУН с самого начала разработки.

Опыт применения заводнения показывает, что в благоприятных условиях, характерных для терригенных отложений нижнего карбона (высокая проницаемость пластов и удовлетворительная связь с законтурной областью), достаточно эффективны системы законтурного, приконтурного и межконтурного заводнения – Шегурчинское, Беркет-Ключевское, Архангельское месторождения. В других случаях эти системы заводнения не эффективны (Ильмовское, Березовское, Бурейкинское) ввиду «запечатанности» залежей или наличия геологических экранов в виде эрозионных врезов (Тавельское). Причем общая вязкость нефти по месторождению, видимо, здесь большой роли не играет. В качестве примера можно привести положительные результаты законтурного заводнения бобриковской залежи Ново-Суксинского месторождения вязкостью 64 мПа·с (отсутствие «запечатанности»).

При больших размерах залежи (Архангельское, Бурейкинское, Нурлатское), наличии зон фациального замещения коллекторов в приконтурной зоне (Ульяновское), «запечатанности» залежи за счет окисленной (битуминизированной) нефти в приконтурной зоне (Бурейкинское, Ильмовское, Березовское и др.) целесообразно применение различных модификаций внутриконтурного заводнения. Обычно здесь применяется разрезание на трехрядные полосы (Ямашинское, Архангельское, Ерсубайкинское, Шегурчинское – верейский объект), на пятирядные полосы в сочетании с очаговым заводнением (Бавлинское – турнейский объект), избирательное заводнение с закачкой в водоносные «окна» внутри залежи (Шегурчинское – тульско-бобриковский), на очень мелких залежах очаговое и избирательно-очаговое (Северо-Тавельский участок) заводнение. При закачке воды всегда применяется нестационарное (циклическое) внутриконтурное заводнение при давлениях нагнетания, обеспечивающих в зоне закачки воды давления, близкие к начальному пластовому.

Исследованиями установлено, что различные участки большинства залежей имеют различные вязкости, отличающиеся иногда друг от друга в 3-5 раз. Причины этого явления полностью не установлены. Но некоторая закономерность прослеживается: вязкость нефти тем меньше, чем пласт гипсометрически выше ВНК и чем дальше скважина отстоит от контура нефтегазоносности. В этих условиях необходимо более тщательно исследовать значения вязкости нефти по залежи и с учетом этого избирательно намечать нагнетательные скважины, располагая их в зонах с меньшей вязкостью нефти. Этот подход дает возможность расширить диапазон применения заводнения как необработанной водой, так и с физико-химическими МУН. Основной сложностью при таком подходе к выбору системы воздействия является обычная нехватка исследования пластовых нефтей из-за технических трудностей отбора глубинных проб из малопродуктивных скважин. В этом вопросе определенную помощь может оказать методика анализа рекомбинированных проб, разработанная институтом «ТатНИПИнефть».

Более сложной является проблема закачки воды в залежи, представленные карбонатными коллекторами. Для ее решения в Татарстане проведены опытно-промышленные работы на 31 участке 13 месторождений [8], представленных карбонатными коллекторами.

Результаты ОПР по закачке воды в карбонатные отложения весьма противоречивы. Так, по верхнетурнейским отложениям ряда месторождений (Ивашкино-Мало-Сульчинское, Бавлинское) закачка воды оказывает влияние на добывающие скважины. Здесь обеспечивается стабилизация пластовых давлений на уровне 80-90% начального, дебиты жидкости не падают. По другим месторождениям (Ново-Елховское, Ромашкинское) закачка воды не оказывает существенного влияния на выработку запасов. Пластовые давления и дебиты жидкости падают.

По башкирским отложениям положительный эффект от заводнения также получен на залежи 302 Ромашкинского, а на Ямашинском месторождении опытная закачка оказалась неэффективной.

По верейским залежам (Шегурчинское, залежи № 301 Ромашкинского месторождений) закачка воды оказалась весьма эффективной. Разработка опытных участков этих залежей велась с такими же хорошими показателями, как и высокоэффективных залежей.

Положительный эффект от заводнения также получен по залежи данково-лебедянских отложений на Ромашкинском месторождении.

Залежи нефти в серпуховских отложениях, приуроченные к трещинно-порово-кавернозным коллекторам, имеющим мощную область активного питания подошвенными и законтурными водами, вообще не требуют никакого искусственного поддержания пластового давления. Здесь взаимовлияние отсутствует при весьма малых расстояниях между скважинами (100-150 м).

Все эти, казалось бы, противоречивые результаты объясняются особенностями геологического строения карбонатных коллекторов. Так, высокая эффективность закачки воды в верейские отложения объясняется поровым типом коллектора и сравнительно хорошими свойствами пластов. Низкая эффективность закачки воды в кизеловские отложения

Рис. 8.6. Характерные индикаторные кривые по горизонтали Д0Д1 Ромашкинского нефтяного месторождения и кар

Рис. 8.1. Подготовка месторождений к разработке методами сейсморазведки. Бурейкинское месторождение

на ряде участков зависит от низких коллекторских свойств и, видимо, вертикальной трещиноватости пластов.

Весьма высокая неоднородность, обусловленная широким развитием вторичных процессов формирования и переформирования залежей в карбонатных отложениях, обуславливает огромное разнообразие геологических условий. ТатНИПИнефть выделяет 5 типов карбонатных коллекторов, а ВНИГРИ (Н.К.Фортунатова) – около 50 различных типов и условий залегания. Эти условия определяют возможность и эффективность применения методов заводнения. Если нам удастся определить взаимосвязь эффективности заводнения от различных типов карбонатных пластов, это позволит решить проблему разработки таких залежей.

Поиски эффективных методов заводнения продолжаются. Они ведутся в направлении влияния заводнения при более плотных сетках скважин и поисков геолого-физических критериев применимости заводнения. О перспективности этого пути говорит тот факт, что в кизеловских отложениях Бавлинского месторождения опытными работами последних лет получен положительный результат (скв. 897) – влияние закачки на добывающие скважины, расположенные от нагнетательной на расстоянии до 400 м. Раньше, в 1965-1966 гг., проводились аналогичные работы по закачке воды на этом же объекте при расстояниях между скважинами 600 м. Закачивалось 800% и более к отбору жидкости в пластовых условиях. Влияния закачки замечено не было.

Как показывает детальное изучение геологического строения карбонатных коллекторов, по большинству залежей имеется доминирующее направление трещиноватости пород. Очевидно, этот фактор может иметь решающее значение для эффективного применения заводнения. Однозначно сказать пока нельзя, как располагать нагнетательные скважины – по направлению трещиноватости или же вкрест его. Можно только сделать предположение, что при малой проницаемости карбонатных пород необходимо размещать нагнетательные скважины по направлению трещиноватости, выбирая их в более проницаемой зоне, при достаточно высокой проницаемости – нагнетательные скважины предпочтительнее располагать вкрест простирания трещиноватости, что позволит избежать быстрого прорыва воды по наиболее проницаемым направлениям и создаст возможности для лучшего охвата залежи воздействием.

Исследованиями последних лет обосновано широкое применение методов НЗ для разработки большей части залежей верейских, башкирских, кизеловско-черепетских и данково-лебедянских отложений.

Для остальной части карбонатного разреза с большой вертикальной или горизонтальной трещиноватостью пород ведутся опытные работы с применением НЗ в комплексе с новейшими МУН.

Таким образом, для решения целесообразности и выбора методов воздействия на малоэффективные залежи необходимо:

– определить возможность разработки залежи на достаточно эффективных природных режимах путем проведения гидродинамических исследований;

– при возможности разработки на эффективных природных режимах определить степень связи с законтурной областью путем проведения работ по опытной законтурной закачке воды и гидропрослушивания;

– в благоприятных условиях организовать законтурное заводнение;

– при отсутствии или слабой связи с законтурной областью провести ОПР по внутриконтурной закачке воды с применением обычной, пластовой или облагороженной воды и при получении положительных результатов применить метод искусственного воздействия;

– в случае неэффективности заводнения рассмотреть применение третичных МУН и нецелесообразности их применения залежь законсервировать до отработки рентабельных методов воздействия, спроектировав ОПР по изучению возможных новых методов разработки.

8.2.2.(5).Обоснование рациональных значений пластовых и забойных давлений.

Обоснование оптимальных значений пластовых и забойных давлений для рассматриваемых условий имеет особенно важное значение. Это обусловливается особенностями геологического строения залежей.

По залежам с трудноизвлекаемыми запасами особенно актуальной является проблема необратимых деформаций пород при снижении давлений ниже предельно допустимых. Здесь также весьма большую роль играют такие факторы, как интенсивное отложение асфальто-смолисто-парафиновых компонентов в призабойных зонах скважин.

Конечно, целесообразно эксплуатировать залежи при давлениях, близких к начальному пластовому. Однако технически осуществить это сложно и нужно искать оптимальные значения исходя из определения зависимости предельного забойного давления от пластового. Определение рациональных и предельно допустимых значений забойного давления для конкретных залежей производится по гидродинамическим исследованиям добывающих скважин со снятием индикаторных кривых на различных режимах. Эти исследования аналогичны определению предельно допустимых давлений на забоях добывающих скважин на высокопродуктивных месторождениях (рис. 8.6.).

8.2.2.(6). Применение новых методов повышения нефтеотдачи и стимуляции скважин.

Для малоэффективных залежей с трудноизвлекаемыми запасами возрастает значение применения МУН и стимуляции скважин.

В отличие от высокопродуктивных месторождений, содержащих в основном активные запасы нефти, на объектах с ТЗН методы повышения нефтеотдачи и стимуляции скважин необходимо применять с самого начала разработки, т.к. без них в большинстве случаев не удается организовать достаточно эффективную систему разработки.

Залежи нефти в слабопроницаемых терригенных коллекторах в большинстве случаев удается вводить в рентабельную разработку с применением гидравлического разрыва пласта (месторождения Зап.Сибири, Волго-Уральской НГП), либо с использованием систем разработки с повышенным давлением нагнетания воды или использованием для нагнетания воды горизонтальные скважины, применяя опыт освоения слабопроницаемых пластов на Ромашкинском месторождении.

Залежи высоковязких нефтей в терригенных коллекторах (вязкостью до 500 мПа · с, а иногда и выше) удается освоить заводнением в сочетании с потокоотклоняющими физико-химическими МУН, а при большей вязкости требуется применение тепловых МУН.

Водонефтяные зоны в большинстве случаев удается разрабатывать рентабельно с применением горизонтальных скважин.

Наиболее сложной является проблема разработки залежей нефти в трещинных, трещинно-поровых и трещинно-порово-кавернозных карбонатных пластах месторождений

платформенных областей. Здесь пока находят применение методы горизонтального бурения в комплексе с различными солянокислотными технологиями. Но в ряде случаев и они оказываются малоэффективными. Это объясняется многообразием типов карбонатных коллекторов, весьма большим различием условий их залегания и исключительной неоднородностью пластов, обусловленных условиями осадконакопления и последующим развитием вторичных процессов.

Для решения проблемы эффективной разработки залежей в карбонатных коллекторах необходимо обобщение результатов экспериментальных работ, анализ разработки залежей в тесной увязке с детальным изучением особенностей геологического строения различного типа карбонатных пластов, обусловленных условиями осадконакопления, литификации и последующей их эволюции.

8.3. Особенности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии

Принятие нового идет через его отрицание.

Илья Шевелев

Создать мир легче, чем понять его.

Анатоль Франс

8.3.1. Стадии разработки нефтяных месторождений

Весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта подразделяют на четыре стадии (рис. 8.7) [10]:

I стадия – стадия освоения эксплуатационного объекта – характеризуется ростом годовой добычи нефти; на этой стадии разбуривают и вводят в эксплуатацию основной фонд скважин (или его большую часть), осваивают предусмотренную систему воздействия на пласты;

II стадия – стадия сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти, который принято называть максимальным; на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты, выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки;

III стадия – стадия падения добычи нефти вследствие истощения недр; на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия, продолжают бурение резервных скважин, изоляционные работы в скважинах, расширяют комплекс мероприятий по управлению процессом разработки;

IV стадия завершает период разработки; характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии продолжают работы по регулированию разработки и проведению комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) по достижению запроектированного коэффициента нефтеизвлечения.

Границы между стадиями разработки устанавливаются следующим образом. Ко II стадии относят годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и примыкающие к ним годы, в которые добыча отличалась от максимальной не более чем на 10%. Предшествующие годы относят к I стадии разработки. Следующие за II стадией годы относят к началу III стадии. Границу между III и IV стадиями определяет точка на участке кривой динамики добычи нефти, отражающем ее падение до отбора 80% НИЗ, в которой темп разработки равен 2 % от НИЗ. Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом. При этом I и II стадии объединяют в ранний, а III и IV – в поздний период разработки.

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений в общепринятом употреблении охватывает наиболее продолжительный во времени водный период разработки, а именно III и IV стадии разработки, а I и II стадии принято называть основным периодом разработки [10,11,12].

Однако достижения последних 25 лет в области технологий разработки нефтяных месторождений, а именно появление более эффективных МУН второго поколения для высокообводненных залежей, новых технологий ГРП, горизонтального и разветвленного бурения, использование горизонтальных технологий для бурения новых стволов в старом фонде скважин и возможностей комплексирования горизонтальных технологий с новейшими МУН обуславливают необходимость по-новому подойти к стадийности разработки месторождений.

Прежде всего применение этих технологий позволяет существенно повысить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям (сверх ранее принятых в проектных документах) и существенно удлинить сроки разработки месторождений в IV стадии разработки. И продолжительность этой стадии может составлять до 80% всего периода разработки нефтяного месторождения (в зависимости от его геолого-физической характеристики). Таким образом, основной период эксплуатационной жизни месторождения – это добыча высокообводненной нефти, за который извлекается (с учетом увеличения нефтеотдачи) 30-40% всех запасов нефти. Этот период эксплуатации месторождения, соответствующий общепринятой IV стадии, можно было бы назвать основным (по времени) периодом разработки месторождения и к нему применить понятие поздней стадии разработки. А третью стадию разработки более правильно было бы назвать стадией интенсивного падения добычи нефти. В таком понимании основной период разработки (по времени) оказывается самым длительным и наименее изученным (рис.8.8).

8.3.2. Особенности разработки месторождений на поздней стадии

Более исследована стадия интенсивного падения добычи нефти. Прогрессирующее обводнение скважин и пластов, выбытие скважин из действующего фонда по причине предельной обводненности и физического износа, снижение эффективности проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ), уменьшение добычи нефти – вот видимые основные сложности разработки нефтяных месторождений в стадии интенсивного падения добычи нефти.

В этой стадии необходимо решать две основные задачи:

– улучшение выработки дренируемых запасов нефти;

– вовлечение в разработку недренируемых, в основном трудноизвлекаемых запасов нефти.

К основному периоду разработки (IV стадии по общепринятой терминологии) по большинству месторождений к нерешенным проблемам добавляются новые, связанные с основными недостатками внутриконтурного заводнения, старением скважин и нефтепромысловых сооружений, ошибками в проектировании и (или) неудовлетворительной реализации ранее запроектированных систем разработки.

Но этим не исчерпываются проблемы поздней стадии. Для более эффективного использования созданных мощностей и повышения технико-экономической эффективности нефте-

Рис. 8.10.Влияние структуры запасов на разработку

Рис. 8.9. Влияние структуры запасов на разработку

Рис. 8.14. Карта необратимых изменений пористости пласта А2 Холмовской площади, вызванных разработкой в период с 1953 по 2000 гг.

Рис. 8.11. Изменение коэффициента падения для месторождений, эксплуатирующихся с заводнением

Рис. 8.7. Общепринятая стадийность разработки эксплуатационного объекта

Рис. 8.8. Новое представление о стадийности разработки нефтяных месторождений (по Р.Х. Муслимову)

добычи, а также ухудшения свойств ранее считавшейся извлекаемой части запасов в процессе длительной разработки, возникает объективная необходимость отбора части неизвлекаемых балансовых запасов, т.е. повышения нефтеотдачи сверх утвержденной и запроектированной. Этот период разработки нуждается в более детальном исследовании. Его нельзя представлять себе как период медленного, монотонного роста обводненности и снижения добычи нефти (рис. 8.7). Здесь будут периоды стабилизации и падения добычи нефти, а с учетом массированного внедрения МУН новых поколений кривая добычи нефти будет более дифференцированной (рис.8.8), особенно для крупнейших месторождений.

Рассмотрим их подробнее.

8.3.2.(1). Динамика добычи нефти и попутной воды.

Закономерный процесс заводнения приводит к обводнению пластов и снижению добычи нефти по наиболее продуктивным площадям и участкам месторождений. Падение добычи нефти происходит не только за счет истощения запасов в целом по эксплуатационному объекту, но главным образом за счет изменения структуры оставшихся запасов.

Ухудшение структуры запасов нефти происходит в течение всего периода разработки месторождения. Однако в начальной стадии, до отбора 50-60% начальных извлекаемых запасов (НИЗ), оно оказывает менее заметное влияние на динамику добычи нефти, так как основной отбор обеспечивается за счет активных запасов. А после отбора 2/3 запасов нефти, несмотря на проведение большого объема мероприятий, структура запасов оказывает определяющее влияние на динамику добычи. При этом чем больше доля трудноизвлекаемых запасов нефти, тем при меньшем проценте суммарной добычи от НИЗ наступает снижение темпов отбора от извлекаемых запасов (рис.8.9). Такая же закономерность наблюдается между величиной темпов отбора и выработкой запасов: чем выше темп отбора, тем при меньшей выработке начинается его снижение. Первая из отмеченных закономерностей более существенна, так как величина темпа отбора при прочих равных условиях в значительной мере зависит от продуктивности объекта.

Темп отбора от ТИЗ имеет тенденцию к росту до отбора 60-70% запасов нефти, после чего начинается его снижение, которое происходит, в зависимости от структуры запасов, при разной отработке (рис.8.10). Как видим, вопрос улучшения выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки нефтяных месторождений приобретает решающее значение. Если в начальной стадии разработки высокие темпы добычи надежно обеспечивались за счет активных запасов нефти, то на поздней стадии из-за их ускоренной отработки неизбежно приходится думать о повышении темпов отбора за счет трудноизвлекаемых запасов.

На поздней стадии разработки для правильного прогнозирования добычи и определения необходимого объема геолого-технических мероприятий (ГТМ) большое значение имеет анализ изменения ежегодного коэффициента падения ($К_п$) добычи нефти по переходящему фонду. Этот коэффициент в основном существенно проявляет себя на третьей стадии разработки (рис.8.11).

Причины изменения $К_п$ применительно к конкретному месторождению можно сформулировать так: коэффициент падения добычи нефти зависит от степени выработанности запасов эксплуатационного объекта (стадии его разработки), структуры запасов и степени их ухудшения в процессе разработки. Причем чем больше доля трудноизвлекаемых запасов, тем быстрее (при меньшем отборе НИЗ) начинается повышение $К_п$, которое растет по мере отработки активных запасов нефти.

В зависимости от интенсивности разработки объектов до начала падения добычи среднегодовое падение добычи на Ш стадии изменяется от 3 до 30 – 35%. Небольшие темпы падения обычно характерны для залежей с повышенной вязкостью нефти. Для залежей маловязкой нефти темпы падения выше и достигают наибольших значений при сочетании высокой проницаемости пород и других геологических факторов, обеспечивающих высокую интенсивность разработки до начала падения добычи.

Большие темпы падения добычи на III стадии разработки, обусловленные очень высоким максимальным темпом разработки, не всегда желательны. Поэтому при проектировании разработки объектов с благоприятной геологической характеристикой максимальный темп добычи нефти устанавливают несколько ниже геологически возможного. Это позволяет увеличить продолжительность II стадии, сделать менее ощутимым падение добычи на III стадии, создать благоприятные условия для проведения работ по контролю и совершенствованию разработки.

В условиях вытеснения нефти водой при должном совершенствовании систем разработки к концу Ш стадии отбирают из объектов 75 – 90% извлекаемых запасов нефти. Нижний предел этого интервала показателен для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти. При малой вязкости нефти и хороших фильтрационных свойствах пород-коллекторов использование НИЗ к IV стадии может составлять 80-90%.

8.3.2.(2). Прогрессирующее обводнение скважин и пластов.

Внедрение эффективных систем разработки современных методов регулирования позволяет нивелировать разницу в динамике основных показателей по объектам с неодинаковой геологической характеристикой.

Массированное применение современных методов разработки в комплексе с новыми методами контроля и регулирования процессов разработки в ряде случаев позволяют поднять темпы выработки трудноизвлекаемых запасов до уровня активных. Это дает возможность рентабельной разработки малоэффективных месторождений.

Для крупных месторождений, как правило, определяющих добычу регионов, и крупных нефтяных компаний рациональным следует считать оптимальный отбор на максимуме порядка 4-5% от НИЗ и поддержание темпов 6-8% отбора от ТИЗ на третьей стадии разработки.

На поздней стадии происходит прогрессирующее обводнение пластов и скважин. Ежегодные темпы обводнения возрастают в 1,5-2 раза.

Как приведено в работе [10], для залежей маловязкой нефти основное значение имеет характер динамики отбора жидкости на III стадии разработки. Обобщение опыта разработки таких залежей позволяет выделить три разновидности динамики годовых отборов жидкости в течение III стадии: постоянное снижение (рис.8.12а), сохранение годовых отборов на II стадии разработки (рис.8.12б), постепенное наращивание с превышением в конце стадии уровня, достигнутого на II стадии, в 1,5 – 2,5 раза (рис.8.12в), резкий рост обводненности, характерный для залежей высоковязких нефтей (рис.8.12г).

8.3.2.(3). Выбытие скважин из действующего фонда.

Рост количества выбывающих из эксплуатации действующих скважин. На поздней стадии значительно увеличивается количество скважин, выбывающих из эксплуатации по причине обводнения. Однако темпы выбытия скважин на многопластовых объектах существенно отстают от темпов обводнения. Так, по основному эксплуатационному объекту Ромашкинского месторождения на момент обводнения 87% выбыло из эксплуатации всего 35% фонда, по Туймазинскому 31,9% скважин при обводненности 97%. Это объясняется особенностями вытеснения нефти из неоднородных пластов, расчлененностью и многопластовостью объекта и применением нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте.

8.3.2.(4). Снижение эффективности ГТМ.

В конце III стадии разработки эффективность ГТМ снижается в 3-5 раз, что объясняется высокой обводненностью продукции скважин и опережающей выработкой активных запасов, высокопродуктивных пластов и снижением запасов, приходящихся на скважину.

8.3.2.(5). Проблемы поздней стадии разработки.

В эксплуатации месторождения обостряются или возникают новые проблемы технологического и технического плана, являющиеся следствием особенностей позднего периода разработки. К числу первых относятся вышеприведенные проблемы, связанные с общими недостатками внутриконтурного заводнения.

1. Проблемы, связанные с главными недостатками метода заводнения.

На поздней стадии наиболее остро проявляются все недостатки метода заводнения как такового. Причем два недостатка (неполнота охвата заводнением и «запечатывание» водой остаточных запасов) были известны давно, уже с конца 50-х годов прошлого столетия, остальные выявлены сравнительно недавно.

Так, освоение системы разработки Ромашкинского месторождения с применением внутриконтурного заводнения на первом этапе позволило вовлечь в разработку всего 65% запасов, а внедрение положений первой Генсхемы разработки давало возможность достичь нефтеотдачу около 30% против запроектированных 60%.

Последние исследования показывают, что изложенные факторы оказывают существенное влияние на выработку запасов, но они в полной мере не объясняют крайне низкие темпы выработки запасов, составляющие по некоторым объектам 1,5-4% от остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти. Причем по ряду объектов темпы отбора от ОИЗ в 1,5-2 раза ниже, чем темпы от НИЗ на максимуме добычи нефти. Это побудило нас искать более глубокие причины этого явления. Была поставлена специальная работа “Анализ влияния различных физико-химических явлений, сопровождающих процесс разработки Ромашкинского месторождения методами заводнения на конечное нефтеизвлечение с целью определения приоритетных направлений создания новых технологий”. Получен ряд интересных результатов.

Накопление фактического материала при длительной разработке эксплуатационных объектов с применением

Рис. 8.12. Разновидности динамики добычи нефти (1) и отбора жидкости (2) из залежей (М.М.Иванова и др.): А-г – залежи с различными геолого-промысловыми характеристиками; I-IV – стадии разработки; Z – темпы добычи нефти и отбора жидкости; $Q_{извл}$ – НИЗ нефти

заводнения позволяет оценить и другие негативные последствия закачки в пласт холодных пресных вод. Об этом в свое время предупреждал профессор Н.Н.Непримеров [13]. Но имеющиеся в то время материалы не давали нам повода для серьезного беспокойства.

Однако из-за длительного воздействия закачиваемых пресных вод в настоящее время более четко обозначились негативные последствия заводнения пресными холодными водами. Дело в том, что в процессе длительной закачки пресных холодных вод и опережающем заводнении высокопроницаемых пластов в невырабатываемых или слабовырабатываемых пластах происходит выпадение кристаллов парафина, которые хотя и займут небольшой объем порового пространства, но кольматируют узкие поры при отрыве и последующем транспортировании кристаллов в глубь пласта. Развитие внутриконтурного заводнения усиливает процесс снижения температуры пластов. Скорость продвижения фронта снижения температуры в 2,8-3 раза меньше скорости фронта вытеснения нефти водой. Фронт вытеснения в смежных пластах со временем оказывается позади фронта охлаждения вовлеченного в разработку пласта. Причем распространение зоны охлаждения вверх и вниз от основного пласта может достигать 20 м и более (наиболее существенное 5 м). Таким образом, степень охлаждения смежных пластов будет зависеть от микронеоднородности, расчлененности, песчанистости, литологической связанности, распространения коллекторов, различающихся по типу и условиям вытеснения, а также по мощности и выдержанности теплофизических характеристик коллекторов и покрышек.

Переохлаждение смежных с вырабатываемыми пластов может распространяться от нагнетательных скважин до сотен метров. Это в невырабатываемых пластах.

Что же происходит в заводняемых вырабатываемых пластах? Здесь все процессы происходят в основном в призабойной зоне скважин и околоскважинном пространстве, где процессы снижения температур приводят к выпадению АСПО – асфальто-смоло-парафиновых отложений. Установлено, что температура, давление и физико-химические свойства нефти являются определяющими факторами, оказывающими влияние на интенсивность АСПО в пластовых условиях. При снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом происходит превышение промыслового газового фактора над газосодержанием пластовой нефти, что приводит к дросселированию выделившегося газа и, вследствие эффекта Джоуля-Томсона, к снижению пластовых температур в призабойной зоне пласта (ПЗП) ниже $T_{нас.}$ и кольматации пор кристалликами парафина.

При контактировании с водой происходит существенное изменение состава нефти: путем диффузии часть растворенного газа, труднорастворимые в нефти компоненты с высокой упругостью насыщенного пара – азот и метан переходят в вытесняющую воду. Высокое содержание высоко-

молекулярных асфальтосмолистых веществ ускоряет диффузию азота и метана, состав нефти меняется в сторону утяжеления.

В этих пластах также отмечается снижение температур и выпадение парафина. Причем можно отметить свойство парафиновых отложений накапливаться в пористой среде за весь срок разработки месторождения.

Результаты исследований показывают, что АСПО могут адсорбироваться на поверхности воды и сильно снижать нефтепроницаемость пласта. Чем меньше начальная проницаемость, тем больше при прочих равных условиях ее снижение.

Все это приводит к техногенному снижению проницаемости пласта, а следовательно, и к техногенному уменьшению продуктивности скважин. Исследования показали [14-20], что остаточные нефти (ОН) в процессе разработки существенно изменяют свой состав и свойства. По этому признаку ОН могут быть разделены на две группы (рис.8.13): неизмененные (или слабоизмененные) и сильнопреобразованные. В первой группе мы выделяем две подгруппы:

– нефти невырабатываемых пластов, участков залежи, практически не затронутые влиянием заводнения;

– нефти, подвергнутые влиянию заводнения пластов, участков залежи, без нарушения дисперсного состояния, в которых ограничена распространенность процессов изменения свойств нефти под действием техногенного фактора (по относительному содержанию компонентов они близки к добываемым нефтям и, следовательно, при определенных условиях могут быть извлечены).

В первой группе остаточных нефтей в основном наблюдается уменьшение соотношения неполярных (масел) и полярных (спирто-бензольных смол и асфальтенов) компонентов за счет увеличения вклада последних. Анализ структурно-группового состава спирто-бензольных смол и асфальтенов показал, что в этих компонентах остаточных нефтей углеводородный скелет содержит больше гетерофункциональных групп, соответствующих фенолам, кетонам, карбоновым кислотам, амидам и сульфоксидам. Удерживание их на породе и полярными группировками в составе асфальтенов и спирто-бензольных смол.

Ко второй группе относятся сильнопреобразованные нефти, существенно отличающиеся от извлекаемых на поверхность нефтей. Установлено, что изменение коллоидного состояния сильнопреобразованных нефтей связано с коагуляцией твердых парафинов. Выпадение их в виде осадков в пористой среде оказывает влияние на фильтрационные характеристики пластов и приводит их к «тепловой» смерти. Аномалии в химическом составе наблюдаются в результате выпадения твердых парафинов при охлаждении пласта закачиваемой водой. В результате диспропорционирования компонентов добываемые нефти обогащаются смолисто-асфальтеновыми компонентами. Показано, что проявление процесса парафиноотложения является результатом длительной прокачки больших объемов холодной воды по высокопроницаемым промытым пластам и пропласткам.

В связи с обнаруженными фактами отрицательного влияния снижения пластового давления на выработку запасов в «Татнефти» были поставлены специальные научно-исследовательские работы. Они выполняются ВНИГРИ под руководством М.Д.Белонина и Р.С.Сахипгареева [21]. Перед исследователями поставлена задача учета возможных пластических деформаций коллекторских свойств пород на поздней стадии разработки месторождений.

Главными объектами исследования являются терригенные пласты девонских отложений, которые представлены породами с высоким объемным содержанием глинистого материала.

Другими объектами являются трещиноватые коллекторы, фильтрация флюида в которых в значительной мере зависит от раскрытости трещин. К этой группе, в частности, относятся карбонатные коллекторы верхнетурнейских отложений.

Механизмы изменения снижения проницаемости двух групп коллекторов (терригенных и карбонатных), коллекторов, вызываемых развивающимися в них деформационными процессами, совершенно различны. Для первой группы – терригенных коллекторов – необратимое изменение проницаемости

Рис. 8.13. Классификация остаточных запасов нефти

обусловлено в основном деформациями матрицы (межзерновой коллектор), за которую, главным образом, ответственна пластическая деформация глинистого материала скелета породы.

Для коллекторов второй группы изменение проницаемости является преимущественно результатом изменения раскрытости трещин разномасштабного уровня – от микротрещин вплоть до трещин – протяженностью в десятки и сотни метров и более. При этом сжимаемость трещин зависит от их раскрытости, шероховатости стенок, величины эффективных напряжений, направленности и величины действующих напряжений. На основании результатов экспериментов был сделан вывод, что в карбонатных породах значительное уменьшение раскрытости и проницаемости трещин происходит за счет упругой деформации в результате контакта поверхности стенок трещин.

Кроме различия в механизмах изменения проницаемости коллекторов, необходимо также учитывать, что изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) в различных частях пласта имеет свои особенности. Особенности изменения НДС, в свою очередь, очень сильно влияют на характер и степень изменения проницаемости в разных частях пласта.

Исследованиями установлено, что на изменение проницаемости коллектора в целом влияет вся предыстория изменения пластового давления (например, его значительное снижение и последующее повышение приближено к исходному значению путем закачки воды в пласты, как это происходило при разработке ряда месторождений Татарстана). Соответствующее циклическое изменение НДС коллектора может значительно изменить его первоначальную проницаемость. Для коллекторов межзернового типа, представленных породами с высокой объемной глинистостью, рассматриваемое изменение НДС должно вызвать заметное снижение проницаемости матрицы вследствие ее необратимых деформаций.

В трещиноватых коллекторах значительное снижение пластового давления может вызвать необратимое смыкание стенок трещин. В этом случае при восстановлении пластового давления раскрытость трещин и их «проницаемость» снижаются. При восстановлении пластового давления до исходного значения проницаемость трещинного коллектора может необратимо понизиться.

Далее все технологические операции – вскрытие пласта, освоение и эксплуатация скважины (отбор/закачка флюида) – вызывают дополнительные изменения НДС и ПЗП скважин. Это, в свою очередь, может обусловить дополнительные изменения проницаемости пласта. Характер и степень этих изменений различны в разных частях пласта (например, в ближней и удаленной от скважины зонах) и зависят от технологического этапа. При этом по-разному реагируют на эти изменения межзерновые и трещиноватые коллекторы.

Особенно актуальной является проблема необратимых деформаций для карбонатных сред, которые в результате изменений в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей приобретают особую чувствительность и остро реагируют на изменение давлений в процессе разработки.

Исследования ВНИГРИ по нагружению и разгрузке пласта показали наличие необратимых деформаций при снижении.

Для терригенных пород Ромашкинского месторождения, казалось бы, эта проблема стоит менее остро. Однако существенная децементация пород в зоне стабилизации древних ВНК за счет растворения минералов под действием продуктов окисления нефтей нередко способствует разрыхлению пород с нарушением их устойчивости к механическому воздействию. Открытие явления разрушения коллекторов в процессе дискретно-периодического формирования нефтяных залежей заставило по-новому взглянуть на возможность существования необратимых деформаций в процессе разработки нефтяных залежей в терригенных кварцевых породах, для которых деформации пород традиционно предполагались исключительно за счет их глинизации в условиях седиментогенеза.

Предварительными исследованиями установлено, что для конкретных площадей существуют пределы снижения пластовых и забойных давлений, при которых появляются признаки необратимых деформаций пород. Признаки этих деформаций отсутствуют при небольших депрессиях: 2,9 (Азнакаевская) и 3,5 МПа (Южно-Ромашкинская). Это согласуется с наибольшей степенью разуплотнения коллекторов на этапах стабилизации древнего ВНК за счет децементации и растворения обломочных зерен кварца (Азнакаевская площадь), в меньшей степени их разуплотнения отвечают максимальным значениям предела снижения пластового давления (Южно-Ромашкинская площадь).

Детальными петрографо-минералогическими исследованиями обнаружено резкое различие минерального состава глинистого цемента [22]. На Южно-Ромашкинской и Азнакаевской площадях преобладают поровые и пленочные образования монтмориллонита, что исключает возможность закачки пресных вод для ППД. В составе глинистого цемента Восточно-Сулеевской и Холмовской площадей преобладает вторичный каолинит, что делает возможным закачку пресных вод для заводнения.

ВНИГРИ была построена карта снижения проницаемости пластов по Холмовской площади, которая объясняет низкие темпы и сложность разработки этой площади в настоящее время (рис.8.14).

Таким образом, политика разрабатывать неоднородные многопластовые горизонты $Д_1Д_0$ по единой системе разработки – одинаковые расстояния между скважинами, одинаковые забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах, одинаковые методы первичного и вторичного вскрытия пластов, одинаковая степень подготовки закачиваемой воды и т.д. в различных геолого-физических условиях привели к возникновению различной степени техногенных проблем.

Все это стало причиной негативного влияния недостатков, присущих системам разработки с применением заводнения, на текущие показатели разработки и конечный КИН. Это влияние усиливается во времени, по мере закачки больших объемов воды. В начальном периоде разработки эти факторы не оказывают большого влияния на показатели разработки. А в результате выработки активных запасов и увеличения ТЗН влияние техногенных факторов на выработку остаточных запасов существенно увеличивается. Потери в конечной нефтеотдаче могут составить 5-6 и более пунктов.

Вопросу оптимизации пластовых давлений на месторождениях необходимо уделять особое внимание, т.к. снижение пластового давления ниже критического может реально приводить к необратимым деформациям и снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, а снижение забойных давлений ниже критического – к снижению ФЕС в призабойной зоне скважин и околоскважинном пространстве.

Кроме того, установлено, что уже при бурении скважин происходит существенное (и часто необратимое) деформационное изменение структуры порового пространства непосредственно в призабойной зоне. При бурении горизонтальных скважин это влияние более существенно.

По нашему мнению, необратимые деформации есть и оказывают достаточно существенное влияние на снижение проницаемости пласта. Но в разных геологических условиях

они проявляются по-разному. Поэтому основной задачей дальнейших исследований является выявление геологических условий негативного проявления деформаций. Нужно количественное определение величины снижения пластового или забойного давлений на величину уменьшения проницаемости в различных геолого-физических условиях, т.к. снижение пластовых и забойных давлений ниже критического значения приводит к уменьшению текущей добычи и конечной нефтеотдачи.

Таким образом, в процессе разработки нефтяных месторождений с применением заводнения происходит ухудшение геолого-физических (термогидродинамических) условий выработки пластов, связанное с изменением напряженного состояния и необратимыми (а иногда и обратимыми) деформациями, ухудшением свойств остаточных нефтей (утяжеление, осреднение, биодеградация, окисление, повышение вязкости и температура насыщения парафином), кристаллизацией парафина при переохлаждении пластов и выпадением АСПО в призабойной зоне.

Все это приводит к необратимым изменениям проницаемости и свойств остаточных нефтей, уменьшению продуктивности скважин, снижению темпов отбора и конечной нефтеотдачи. Причем все эти факторы, действуя в комплексе, синергетично снижают добывные возможности месторождений.

Принимаемые технологические решения должны быть адекватны геолого-физическим свойствам пластов и флюидов, а также техногенным их изменениям в процессе разработки. Это главное условие повышения эффективности разработки месторождений.

Таким образом, в поздней стадии разработки нефтяных месторождений необходимо решать следующие задачи:

– вовлечение в разработку недренируемых проектных, в основном трудноизвлекаемых запасов нефти;

– выработка запасов техногенно измененных в процессе разработки участков;

– улучшение выработки дренируемых запасов за счет применения современных методов контроля и регулирования процессов разработки;

– извлечение части остаточных запасов нефти за счет внедрения МУН новых поколений (повышение нефтеотдачи сверх утвержденного уровня).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Муслимов Р.Х.* Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат. – 1985.

2. *Муслимов Р.Х., Киршфельд Ю.З., Петросян Л.Г.* Доразведка эксплуатируемых месторождений – важнейший резерв подготовки новых запасов нефти в старых нефтедобывающих районах // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1974. – № 1. – С.31-36.

3. *Лысенко В.Д.* Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1991.

4. *Лысенко В.Д.* Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра, 2003.

5. *Щелкачев В.Н.* Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.Губкина, 2004.

6. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во КГУ, 2003.

7. *Сахипгареев Р.С., Славин В.И.* Необратимые деформации горных пород при испытании скважин // Геология нефти и газа, 1991, №5. – С.37-40.

8. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г.* Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат. – 1989.

9. *Муслимов Р.Х., Мухарский Э.Д.* Рациональный порядок разбуривания краевых площадей крупных нефтяных месторождений Татарской АССР. – Геология нефти и газа, 1970, № 5.

10. *Иванова М.М.* Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976.

11. *Коцюбинский В.Л., Муслимов Р.Х.* О стадиях разработки нефтяных месторождений. – Нефтяное хозяйство, 1996, № 4.

12. *Баишев Б.Т., Исайчев В.В., Карпова Т.И.* Стадии процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1971. – С.165-175.

13. *Непримеров. Н.Н., Шарагин А.Г.* Внутриконтурная выработка нефтяных пластов. – Казань: Изд-во КГУ, 1961.

14. *Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З. и др*. Особенности состава остаточной нефти в заводненных терригенных коллекторах. Труды Межд. конф. «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Т.3, Казань, 1994.

15. *Гейман М.А., Фридман Р.А.* Влияние структурно-механических свойств вытесняемой нефти на остаточную нефтенасыщенность / Нефт. хоз-во, 1956, № 9.

16. *Муслимов Р.Х.* Изменение геолого-физических условий выработки пластов при длительном заводнении залежей, пути их изучения и повышения эффективности разработки на поздней стадии// Труды всероссийского совещания «Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений». Альметьевск, 2000.

17. *Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Ибатуллин Р.Р.* Сопоставительный анализ остаточных нефтей при отложении в пласте твердых парафинов с высокопарафинистыми нефтями//Труды научно-практической конференции «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений» VI международной специализированной выставки «Нефть, газ –99». – Казань: Экоцентр, 1999. – Т.1.

18. *Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З., Юсупова Т.Н и др.* Сравнительный анализ состава остаточных и добываемых нефтей с целью оценки возможностей их доизвлечения.// Материалы научно-практической конференции «Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов». – Альметьевск, 1994.

19. *Дияшев Р.Н., Костерин А.В., Скворцов Э.В.* Фильтрация жидкости в деформируемых нефтяных пластах.– Казань: Изд-во Казанского математического общества, 1999.

20. *Добрынин В.М*. Деформации и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.:Недра, 1970.

21. *Славин В.И., Химич В.Ф.* Геодинамические модели формирования АВПД и их практическое значение. // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД/ Тр. ВНИГРИ. – Л., 1987.

22. *Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Мухаметшин Р.З*. Роль математического фактора в прогнозе технологии разработки глинистых коллекторов/ Тезисы докладов на научно-практической конференции на тему: Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов. – Альметьевск. – 1994.

ГЛАВА 9

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

В одном мгновении видеть вечность.
Огромный мир – в зерне песка,
В единой горсти - бесконечность
И небо – в чашечке цветка.

У.Блейк (в переводе С.Я.Маршака)

Рамакришна рассказывал о слепцах, впервые увидевших слона. Один ощупал его ногу и сказал, что слон подобен колонне. Другой, которому под руку попался хвост, закричал, что слон похож на змею. Третий, ощупав бивни, обнаружил сходство слона с буйволом.

Р.Роллан

Нефтяные месторождения могут разрабатываться на естественных природных режимах. Природным режимом залежи называется совокупность естественных сил, которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин. Залежь в этом случае может разрабатываться за счет естественной пластовой энергии: напора краевых вод, газа газовой шапки, растворенного газа или под действием силы тяжести самой нефти. Разработка месторождений на естественных природных режимах – это первичные методы, хотя, как правило, в настоящее время этим термином не пользуются.

Под вторичными методами понимают системы разработки с применением искусственного поддержания пластового давления с использованием различных методов заводнения: законтурного, приконтурного, внутриконтурного (разрезание рядами нагнетательных скважин, избирательное, очаговое, площадное, головное, барьерное).

Вторичные методы на практике подразделяются на традиционные и современные. Под традиционными понимают методы стационарного заводнения, применяемые при внедрении первоначально запроектированных систем разработки. В отличие от этого применяются более прогрессивные, современные вторичные МУН, которые называются гидродинамическими.

Современными методами принято называть все методы объемного воздействия на пласт, исключающие разработку залежей на естественных природных режимах или с применением традиционных вторичных методов стационарного заводнения обычной, необработанной водой.

Современные (нетрадиционные) методы разработки залежей нефти можно разделить на вторичные гидродинамические и третичные [1-5] (рис.9.1а; 9.1б).

Третичные МУН в 60-70-е годы называли новейшими. В соответствии с принятой в настоящее время классификацией третичные МУН подразделяются на 6 групп: физико-химические, физические, тепловые, газовые, микробиологические и рудничные методы.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что наиболее предпочтительно разрабатывать нефтяные месторождения либо на эффективных природных режимах (если это позволяют сделать геологические условия), либо с применением методов заводнения.

Применение этого метода позволило б.СССР за сравнительно короткий период времени выйти по добыче нефти на первое место в мире, обеспечить высокие темпы добычи нефти и высокие технико-экономические показатели разработки. В этом никто не сомневается, как и в том, что возможности метода заводнения на сегодня еще далеко не исчерпаны – системы заводнения непрерывно совершенствуются и развиваются. Очевидно, этот метод в ближайшие 40-50 лет останется основным методом разработки большинства нефтяных месторождений. Однако сегодня после 60-летнего внедрения можно утверждать, что высокоэффективный метод заводнения обладает существенными недостатками, о чем было сказано выше.

Применение современных методов уже сейчас позволяет существенно уменьшить отрицательное влияние этих недостатков на нефтеизвлечение, а дальнейшее их совершенствование приведет к еще большему эффекту. Но следует сказать, что основой всех применяемых методов при заводнении остаются гидродинамические МУН, без которых невозможно применение большинства третичных МУН. Кроме того, совершенствование современных МУН в дальнейшем поможет расширить диапазон геолого-физических условий их внедрения. Месторождения, в настоящее время не разрабатываемые по причине низкой рентабельности их освоения, а также эксплуатируемые на малоэффективных природных режимах, могут осваиваться с применением новых методов. Это также будет способствовать повышению степени восполнения запасов нефти за счет повышения нефтеизвлечения.

9.1. ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ МУН
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ МУН
Барьерное заводнение на газонефтяных залежах
Геолого-физические методы (ГФМ)
Оптимизация давления нагнетания, пластового и забойного давления
НЗ и ИНФП
Применение прогрес-сивных методов первичного и вторичного вскрытия пластов
Применение новейших методов стимуляции скважин
КТРТК , КТРТК ВН, КТРТК
Форсированный отбор жидкости (ФОЖ)
С высокой эффективностью форсировки
С удовлетворительной эффективностью форсировки
С низкой эффективностью форсировки
Технология оптимальной выработки пласта
Ввод недренируемых запасов (ВЗ)
Оптимизация плотности сетки скважин, путем бурения дополнительных скважин
Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ)
Разукрупнение эксплуатационных объектов
в тупиковых зонах
в застойных зонах
на линиях стягивания контуров нефтеносности
ВНЗ
в слабопроницаемых зонах
в подгазовых зонах
Полное
Частичное
Нестационарное (циклическое) заводнение (НЗ)
Чередующийся режим закачки и отбора
Циклическое заводнение
Импульсная закачка и отбор
Виды:
1. Классический
2. Перекрестный
3. Через ряд
4. Через одну в ряду
5. Блочно-угловой
6. Круговое
7. Синусоидальное
8. Рядное линейно-переменное
9. Блочно -площадное
10. Блочное с чередованием отбора и закачки

Рис. 9.1а

9. ТРЕТИЧНЫЕ МУН
9.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МУН
Потокоотклоняющие технологии
1. Полимерное заводнение,
2.Технологии повышения выработки слоисто неоднородных пластов с применением эфиров целлюлозы
3.Закачка полимер-дисперсных систем (ПДС)
4. Закачка коллоидно- дисперсных систем (КДС)
5. Закачка волокнисто- дисперсных систем (ВДС)
6. Закачка структурообразующих составов (СОС) ДНПХ-1 и ДНПХ-3
7 Закачка полимер-органической суспензии (ПОРС)
8. Закачка тонкодисперсной активированной суспензии (ТАС)
9.Силикат полимерный гель (СПГ)
10. Чередующаяся закачка нефти и воды
11. Применение щелочной полимер-суспензионной композиции (ЩПСК)
12. Технология воздействия на пласт ГОК с ЩПСК
13. Применение биополимеров
14. Внутрипластовые гелеобразующие системы
15. Гелеобразующие системы на основе силиката натрия
16. Закачка темпоскрина
17. Закачка РИТИНа
18. Применение вязко-упругих систем (ВУС)
19. Методы ограничения водопритоков и гидрофобизации ПЗП в добывающих скважинах
20. Применение сернокислого алюминия
Технологии, повышающие коэффициент нефтевытеснения
1. Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ, НПАВ)
2. Применение оторочки смачивателя
Технологии комплексного воздействия
1. Совместное применение ПАА и НПАВ
2. Щелочное заводнение (закачка щелочных растворов, композиции щелочей, ПАВ и полимеров,ЩПСК с алюмохлоридом, ГОК с ЩПСК, ЩПСК с соляной кислотой, СЩР)
3.Закачка промышленных отходов серной кислоты и продуктов на ее основе
4. Закачка больших объемов оторочки соляной кислоты
5. Физико-химическое воздействие (ФХЦВ)
6. Мицеллярно-полимерное заводнение
7. Композиции РНДК для повышения эффективности разработки слабопроницаемых коллекторов
Системная технология воздействия на пласт

Рис. 9.16

9. ТРЕТИЧНЫЕ МУН
9.3. ТЕПЛОВЫЕ МУН
1. Паротепловое воздействие на пласт (ПТВ)
2. Вытеснение нефти горячей водой (ВГВ)
3. Пароциклические термические обработки призабойных зон в добывающих скважинах (ПТОС)
4. Внутрипластовое горение (ВГ)
5. Комбинированные технологии воздействия (ТГХВ,ИДТВ, ИДТВ (П), ТЦВП, ТПВ)
6. Термобарическое воздействие (ЖЛС, ТБО, ПГД)
9.2. ФИЗИЧЕСКИЕ МУН
Системы разработки с применением горизонтальных технологий
1. Применение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин (ГС и РГС)
2. Применение многозабойных скважин (МЗС)
3. Технология бурения боковых горизонтальных стволов из старых скважин (БГС)
Воздействие физическими полями
1.Гидроакустическое
2.Вибросейсмическое
3.Сейсмоакустическое
4.Вибровоздействие
5.Электромагнитное
6. Акустохимическое
Гидравлический разрыв пласта (ГРП)
1. Общий ГРП
2. Поинтервальный ГРП
3. Направленный ГРП

Рис. 9.1в

9. ТРЕТИЧНЫЕ МУН
9.6. РУДНИЧНЫЕ МУН
1. Дренирование при помощи горных выработок
2. Дренирование подземными скважинами
3. Очистной выемкой нефтяных песков с последующей обработкой на поверхности.
4. Гидравлического разрушения горных пород с применением незатопленной струи
5. Шахтный дренажно-скважинный метод с применением ПТВ
6. Карьерные способы с применением экстрагирования или термического разделения жидкой и минеральной фаз
9.5. МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ МУН
1. Меласская технология
2. Технология активации пластовой микрофлоры
9.4. ГАЗОВЫЕ МУН
1.Воздействие углеводородным газом
2.Воздействие азота
3.Закачка дымовых газов
4.Воздействие двуокисью азота
5. Метод смешивающегося вытеснения
6. Водогазовое воздействие

Рис. 9.1г

Переход на рыночные условия хозяйствования привел к большой путанице в оценке технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН). К последним стали относить методы стимуляции скважин (ОПЗ) и даже гидродинамические методы разработки. Это привело к неоднозначному составлению отчетных данных разными НК, затруднило и сделало невозможным оценку эффективности новейших (третичных) МУН по РФ и субъектам федерации.

Поэтому нужно четко различить методы повышения нефтеотдачи, т.е. увеличения извлекаемых запасов нефти, и методы сохранения или роста производительности скважин, без увеличения извлекаемых запасов нефти. В первом случае мы имеем дело с воздействием на объем пласта в межскважинной зоне, а во втором – с локальным воздействием на призабойную зону пласта (ПЗП). В первом случае мы называем это воздействие МУН, во втором стимуляцией или обработкой призабойных зон (ОПЗ) скважин. Дополнительная добыча в первом случае получается за счет увеличения нефтеизвлечения и улучшения условий для фильтрации нефти в призабойной зоне скважин, во втором только за счет улучшения фильтрации в призабойной зоне пласта.

Поскольку методы стимуляции скважин (ОПЗ) обеспечивают локальное воздействие на ПЗП и по существу восстанавливают (хотя и не в полной мере) первичные характеристики пластов, необходимо учитывать их отдельно от ГМУН и третичных МУН.

Дело в том, что практически каждый из пластов выделенного объекта самостоятельной разработки характеризуется послойной неоднородностью. В каждом эксплуатационном объекте выделяется от 2 до 10 и более слоев, различающихся фильтрационными свойствами. Значения проницаемостей прослоев могут изменяться в десятки и сотни раз.

При разработке месторождений нефти с низкопроницаемыми коллекторами сложного строения с применением процесса заводнения происходит частичное или полное «отключение» отдельных прослоев из разработки как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. Об «отключении» некоторых прослоев из разработки говорят результаты промысловых исследований профиля приемистости и притока. Прямым свидетельством «отключения» отдельных слоев из процесса заводнения, например, является и устойчивый рост процента нефти при самоизливе нагнетательных скважин, в которые ранее были закачаны сотни тысяч кубометров воды.

Менее проницаемые пропластки монолитного пласта в большинстве случаев не вырабатываются, так как, во-первых, с самого начала вскрытия пласта бурением и перфорацией они не подключаются к разработке, во-вторых, даже ранее подключенные к разработке эти пропластки со временем могут отключаться из процесса нефтевытеснения по различным причинам. Для подключения этих пропластков к работе применяются десятки различных видов ОПЗ. До конца 70-х годов в Татарстане методы ОПЗ применялись в основном (80-90%) для восстановления и увеличения приемистости нагнетательных скважин. Это объяснялось тем, что в этот период в основном эксплуатировались девонские месторождения, представленные терригенными коллекторами и главной задачей было увеличение их приемистости, ибо от этого зависят уровень добычи нефти и состояние разработки месторождений. Эта проблема у нас осталась и в настоящее время.

Но с начала 80-х годов приступили к разбуриванию залежей в карбонатных коллекторах, в основном низкопроницаемых, исключительно неоднородных с низкой продуктивностью, а также залежей высоковязкой нефти в терригенных пластах. Здесь возникла необходимость усиления работ по повышению производительности добывающих скважин. Поэтому доля работ по добывающим скважинам возросла до 62% в общем объеме работ по ОПЗ.

Все многообразие этих методов можно объединить в 5 групп: 1) химические, 2) физические, 3) тепловые и термохимические, 4) микробиологические, 5) комплексные (рис.9.2).

9.1. Характеристика современных гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения и геолого-физические критерии их применения

Что такое хорошо, и что такое плохо?

В.В.Маяковский

Интуиция, вдохновение – основа величайших научных открытий

академик В.И.Вернадский

Эти методы являются основой применения большинства МУН, ибо без отлаженной системы разработки с внедрением гидродинамики практически невозможно эффективное применение третичных МУН. Использование части этих методов предусматривается проектами разработки и без них достижение проектной нефтеотдачи по абсолютному большинству месторождений невозможно. Но отдельный учет текущей и накопленной добычи нефти необходим для оценки состояния выработки запасов и эффективности работы нефтяных компаний по разработке месторождений. Гидродинамические МУН необходимо применять с самого начала разработки месторождений с целью увеличения объемов дренируемых запасов неоднородных, расчлененных объектов. Без этого степень охвата залежей заводнением на начальных стадиях разработки остается низкой, но особенно возрастает их роль на поздней, наиболее сложной стадии разработки. Рассмотрим подробнее эти методы.

9.1.1. Нестационарное (циклическое) заводнение (НЗ) с переменой направления фильтрационных потоков жидкости в пласте

Этот метод является основным для повышения охвата залежи заводнением и снижения объемов добычи попутной воды в водном периоде разработки месторождений.

Циклический метод заводнения основан на периодическом изменении режима воздействия на нефтяные залежи сложного строения, при котором в продуктивных отложениях искусственно создается нестационарное распределение пластового давления и движения жидкостей и газа. Метод практически всегда применяется в комплексе с целенаправленным изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, которое обеспечивается за счет непрерывно проводимых мероприятий по совершенствованию процессов разработки (создание новых линий разрезания, перенос нагнетания воды, очаговое заводнение, регулирование отборов и закачки и т.д.).

На практике неустановившиеся давления и фильтрация жидкости в пласте могут создаваться периодическим изменением объема нагнетаемой воды и добываемой из пласта жидкости при искусственном заводнении коллектора или циклическим отбором жидкости при естественном водонапорном режиме его разработки.

Фильтрация жидкости в неоднородных пластах происходит в основном по многочисленным трещинам, а матрица в этом процессе принимает подчиненное значение. Нестацио-

Условные обозначения:

ВПТХО - внутрипластовая термохимическая обработка
ГКО – глубинокислотная обработка
ГКРП – глинокислотный разрыв пласта
ГПП - гидропескоструйная перфорация
КИОД, КИИ - пластоиспытатели
ОПЗ –обработка призабойной зоны
ПК – перфоратор кумулятивный
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ППХ – прогреватель пласта химический
СКО – солянокислотная обработка
СЭП – стационарный электропрогрев призабойной зоны пласта
ТГХВ – термогазохимическое воздействие

Рис. 9.2.

нарное заводнение активизирует роль матрицы породы в процессе нефтевытеснения.

При периодическом нарушении установившегося состояния гидродинамической системы в нефтяной залежи возникают условия для непрерывного проявления упругих сил. В неоднородном пласте между различными зонами, каналами и потоками жидкостей возникают градиенты гидродинамических давлений, способствующие интенсификации перетоков жидкостей из одних слоев в другие, из трещин в блоки, и изменяется направление потоков.

Благодаря периодическим изменениям условий воздействия в периоды повышения пластового давления в нефтяной залежи возникают градиенты давлений в сторону малопроницаемых элементов пласта, усиливающие процесс капиллярного внедрения воды в нефтенасыщенные участки. В период снижения пластового давления знак градиента гидродинамического давления меняется, и внедрившаяся в малопроницаемые участки вместе с нефтью вода получает возможность обратного перетока в высокопроницаемые участки. При этом из-за микронеоднородности пористой среды и ее гидрофильных свойств часть нефти в наименее мелких порах малопроницаемых участков залежи замещается под действием капиллярных сил водой. В каждом конкретном случае степень замещения нефти водой в малопроницаемых участках пласта зависит от физико-химических свойств пластовой системы нефть–вода–порода, характера микронеоднородного строения пласта и его насыщенности водой.

Из сказанного следует, что эффективность упругокапиллярного циклического метода заводнения макро- и микронеоднородных пластов определяется двумя неразрывно связанными процессами:

– гидродинамическим внедрением воды в низкопроницаемые нефтенасыщенные элементы пласта за счет неравномерного перераспределения давления, вызываемого макронеоднородностью среды;

– капиллярным замещением нефти водой в малопроницаемых зонах пласта, вызываемым микронеоднородностью среды.

Метод НЗ должен применяться на различных месторождениях, но он наиболее эффективен для разработки залежей высоковязких нефтей в карбонатных и терригенных коллекторах, а также залежей в слабопроницаемых терригенных пластах, делая рациональным применение заводнения на залежах такого типа.

Циклический метод заводнения тем эффективнее, чем выше остаточная нефтенасыщенность пластов. Этот метод эффективен и в сравнительно однородных пластах, содержащих вязкую нефть. В месторождениях такого типа из-за явления «вязкостной неустойчивости» происходят локальные прорывы воды в добывающие скважины, что резко снижает безводную и конечную нефтеотдачу. При этом формируются огромные поверхности раздела между нефтью и водой, что предопределяет высокоэффективное применение технологии циклического заводнения.

Разработка пласта осуществляется циклами. Каждый цикл состоит из двух периодов. В первом происходит отбор жидкости добывающими скважинами (при остановленных нагнетательных), и упругий запас пласта исчерпывается. Во втором периоде вступают в работу нагнетательные скважины, восполняя закачкой упругий запас. Каждый период состоит из двух этапов (полуциклов). На первом имеет место обычный упругий режим, который длится до тех пор, пока волна понижения или повышения пластового давления не достигает границы рассматриваемого элемента. На втором этапе наблюдается замкнутый упругий режим, когда давление во всем пласте понижается при работе только добывающих скважин или повышается, когда работают нагнетательные скважины.

В Татарстане накоплен большой опыт применения циклического заводнения на объектах с различными геолого-физическими условиями и системами разработки. При организации нестационарного заводнения, исходя из возможностей технического обеспечения, применяются различные методы циклирования.

Одной из активных модификаций нестационарного заводнения является метод чередующейся (импульсной) работы нагнетательных и добывающих скважин. Сущность его заключается в следующем. В период закачки в работе находятся только нагнетательные скважины (добывающие остановлены), за счет чего в пласте создается упругий запас энергии, давление в течение определенного времени возрастает. На следующем этапе в эксплуатацию вводятся добывающие скважины, а нагнетательные останавливаются: расходуется накопленная пластовая энергия. Приток жидкости происходит не только по линиям гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, которые обычно бывают высокообводненными, но также за счет притока нефти из зон, ранее не дренируемых. Это позволяет охватить разработкой низкопроницаемые зоны, которые при стационарном и длительном циклическом заводнении по одной модификации обычно не вырабатываются. По предлагаемому методу также исключается передача давления на объект разработки даже через зоны слияния пластов, так как в период отбора жидкости закачка полностью отсутствует.

Чередующийся (импульсный) метод закачки и отбора жидкости позволяет более полно охватить воздействием зону дренажа скважин, что в конечном итоге снижает обводненность продукции, увеличивает конечную нефтеотдачу пластов.

Для условий терригенного девона месторождений Татарстана увеличение нефтеотдачи за счет применения нестационарного заводнения составляет около 3 пунктов, а для залежей с трудноизвлекаемыми запасами от 3 до 9 и более пунктов.

На рис.9.3 показана сравнительная характеристика фактически накопленной добычи нефти в зависимости от обводненности при стационарном и нестационарном заводнении на залежи №12 бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения, представленной высокопроницаемыми терригенными коллекторами, насыщенными вязкой (около 40 мПа · с) нефтью. Сравнение произведено между северной (стационарное) и южной (НЗ) частями залежи, разрабатываемыми разными НГДУ (соответственно «Джалильнефть» и «Сулеевнефть»). А на рис.9.4 путем сравнения состояния разработки этих частей залежи показано фактическое увеличение КИН при нестационарном заводнении.

9.1.2. Ввод недренируемых запасов

Наличие недренируемых запасов обуславливается как объективными, так и субъективными причинами. К числу первых можно отнести сложность геологического строения залежей, из которых основными являются: расчлененность, зональная и послойная неоднородность, тектоническая нарушенность, а также свойства пластовых флюидов, влияющие на их фильтрационные свойства. Ко вторым относятся выделение чрезмерно крупных эксплуатационных объектов, объединяющих пласты с различной геолого-физической характеристикой, проектирование неоптимальных сеток скважин, несовершенство применяемых методов воздействия на пласт, недостатки в системе контроля и регулирования процессов выработки пластов.

Рис. 9.3. Эффективность нестационарного заводнения на залежи № 12 Ромашкинского месторождения

Рис. 9.4. Эффективность нестационарного заводнения на залежи № 12 Ромашкинского месторождения

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных пластов месторождений показывает, что потери нефти в них происходят по различным причинам и могут быть разделены на две основные группы – макро- и микромасштабные (рис.9.5) (К.С.Баймухаметов и др.) [6]. Этот рисунок показывает огромные сложности выработки неоднородных пластов и невозможность на современном уровне развития методов проектирования разработки в полной мере учесть возможные потери нефти при внедрении запроектированных систем разработки.

При разработке месторождений приходится проводить большой объем работ по вводу в разработку недренируемых запасов нефти. На это затрачиваются основные усилия.

На практике ввод недренируемых запасов осуществляется путем разукрупнения эксплуатационных объектов и оптимизации плотности сеток скважин в комплексе с совершенствованием системы поддержания пластового давления (ППД) [7-10].

На рис.9.6 показана зависимость нефтеотдачи от плотности сетки скважин по разным месторождениям, установленная при анализе фактической разработки.

Разукрупнение эксплуатационных объектов и плотности сетки скважин на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения, не дает эффекта без совершенствования системы ППД. Оно осуществляется путем оптимизации размеров выделяемых блоков, применения очагового заводнения и в отдельных случаях переноса нагнетания. Наиболее полно это осуществлялось на Ромашкинском месторождении (рис.9.7).

9.1.3. Форсированный отбор жидкости (ФОЖ)

Форсированный отбор жидкости как метод интенсификации добычи нефти начал внедряться на старейших нефтяных промыслах Азербайджана в 1933-1938гг. Однако, несмотря на сравнительно продолжительную практику применения этого метода, существуют различные мнения о влиянии темпа отбора жидкости на темпы отбора нефти и нефтеотдачу [11,12].

ФОЖ на поздних стадиях разработки представляется многими исследователями как наиболее эффективный метод достижения высокого нефтеизвлечения [13,14]. Однако единого мнения здесь нет.

Прежде всего нет единства в понимании самого термина ФОЖ. Некоторые исследователи считают, что под «форсированием» следует понимать увеличение отборов не менее чем на 20%; другие – увеличение отборов при обводненности скважины не менее чем на 50%. Башкирские нефтяники под форсировкой понимают практически любое увеличение отбора жидкости из скважин при обводненности 40-50% и выше. В объединении «Татнефть» форсировкой называют поэтапное, постепенное и существенное (в 1,5 – 2 раза) увеличение отбо-

Выводы и причины потерь запасов	Схема формирования потерь	Методика учета потерь
МАКРОМАСШТАБНЫЕ		
В худших участках пластов (застойные зоны)		Коэффициентом охвата заводнением
В худших пластах сложных объектов		Не учитываются
В тупиковых зонах		Коэффициентом сетки
В линзах и полулинзах		Коэффициентом сетки
В краевых частях ВНЗ		Не учитываются
В кровельной части пластов		Отдельно не учитываются
В “кольцевых” зонах		Не учитываются
На участках резких “раздувов” толщины пласта		Коэффициентом охвата заводнением
В зонах стягивания контуров		Коэффициентом охвата заводнением
В зонах, не введенных в разработку		Вывод запасов за баланс
В пластах с меньшими темпами извлечения запасов		Не учитываются
За счет конусообразования		Не учитываются
В техногенно измененных в процессе разработки коллекторах		Не учитываются
В пластахс ухудшенными в процессе разработки нефтями		Не учитываются
В техногенно измененных пластах с ухудшенными свойствами нефтей		Не учитываются
МИКРОМАСШТАБНЫЕ		
В поровых каналах		Коэффициентом вытеснения
В тонких прослоях, заводненных пластах		Коэффициентом охвата заводнением
В поровых каналах по причине техногенного изменения свойств нефтей в процессе разработки		Не учитываются
В прослоях заводненных пластов из-за техногенного изменения свойств нефтей в процессе эксплуатации		Не учитываются

Рис. 9.5. Виды потерь запасов нефти при разработке залежей (*по К.С. Баймухаметову и др., дополненное Р.Х. Муслимовым*)

ров жидкости из высокообводненных (на 95% и выше), высокопродуктивных (с дебитами жидкости более 50 т/сут.) скважин. Увеличение отборов жидкости из скважин с меньшей обводненностью и меньшими дебитами жидкости рассматривается как оптимизация режимов работы скважин. При таком подходе метод форсированного отбора жидкости можно считать не только методом интенсификации и регулирования разработки, но и повышения нефтеотдачи. Он позволяет эксплуатировать высокообводненные участки залежи при рентабельных дебитах скважин, т.е. продлить срок службы скважин и тем самым получить дополнительную нефть.

Большинство исследователей (В.Н.Щелкачев, А.А.Казаков, С.Т.Овнатанов, К.А.Карапетов, Н.Н.Егурцов и другие), основываясь на большом числе примеров, относят ФОЖ к числу эффективных методов не только интенсификации, но и повышения нефтеотдачи. По их оценкам, в результате ФОЖ прирост конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) по неоднородным пластам может составить 7-12%, по однородным – 1-4%. Прирост текущего КИН при этом может изменяться от 2 до 17%.

Практически неосвещенным оказался вопрос об эффективности ФОЖ при предельной (98-99%) обводненности. Некоторые исследователи (В.Н.Щелкачев и др.) полагают, что наиболее эффективен вариант с невысокими темпами отбора запасов в I-III стадиях разработки и форсированной эксплуатацией залежей в завершающей стадии разработки. Высокие отборы жидкости в начальный период разработки ухудшают результаты ФОЖ в более поздний период. Практически все исследователи сходятся во мнении, что в расчлененных пластах ФОЖ более эффективен, чем в монолитных.

Увеличение отборов в отдельной скважине не всегда приводит к соответствующему увеличению отборов из какого-то геологически или гидродинамически ограниченного участка и тем более залежи в целом. Необходимо четко разграничить понятия увеличения отборов из скважин и форсированного отбора по участку, блоку, залежи.

Если форсированный отбор жидкости приводит к получению дополнительной добычи без увеличения нефтеизвлечения, то можно принять, что эффект выражается прежде всего в сокращении сроков разработки участка, блока, залежи или срока эксплуатации скважин. В этом случае количественное определение эффективности ФОЖ не представляет особой сложности.

При увеличении нефтеотдачи, видимо, часть дополнительной добычи нефти будет получена за счет сокращения сроков разработки. Разработанных методов оценки эффекта того или иного вида пока нет. Однако ясно, что вся дополнительная добыча никак не может быть оценена как полученная только за счет увеличения нефтеотдачи.

Вероятно, правильнее форсированным отбором считать увеличение отборов по группе скважин, расположенных на отдельном участке, блоке или залежи в целом при условии существенного увеличения отбора жидкости на высокой стадии обводнения (95% и выше) [1].

Эффективность форсированного отбора жидкости оценивают по промысловым данным, эксплуатационным характеристикам отдельных скважин или групп скважин, переведенных на форсированный отбор. По данным зарубежных и отечественных специалистов, для неоднородных терригенных пластов с толщиной менее 10 м, проницаемостью более 0,3 мкм^2, пористостью 10-24%, содержащих нефти невысокой вязкости, разрабатываемых при давлении, большем давления насыщения, форсированный отбор жидкости может дать увеличение нефтеотдачи до 2-3%, водонефтяной фактор при этом увеличивается до 40 м^3/м^3 и более. Увеличение нефтеотдачи обусловлено не только продлением срока рентабельной работы скважин, но и в ряде случаев подключением в работу пор и пропластков, не участвующих в фильтрации до интенсификации отборов, отмывом пристенных слоев нефти.

Зависимость эффективности ФОЖ от многих геолого-физических факторов, от системы разработки, от геологического строения месторождения требует определения и оценки этих факторов при разработке многопластовых залежей на поздней стадии.

Рис. 9.6а. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин для объектов Татарстана (площадь, месторождение) (по В.Е.Гавуре):
1 – Абдрахмановская, 2 – Южно-Ромашкинская, 3 – Западно-Лениногорская, 4 – Зай-Каратайская, 5 – Куакбашская, 6 – Миннибаевская, 7 – Альметьевская, 8 – Северо-Каратайская, 9 – Березовская, 10 – Восточно-Сулеевская, 11 – Алькеевская, 12 – Чишминская, 13 – Ташлиярская, 14 – Сармановская, 15 – Азнакаевская, 16 – Карамалинская, 17 – Павловская, 18 – Зеленогорская, 19 – Восточно-Лениногорская, 20 – Холмовская, 21 – Южная, Бавлинское, 22 – Бондюжское

Рис. 9.6б. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от плотности сетки скважин по терригенному девону $Д_1Д_0$

В зависимости от величины этих параметров скважины и этапы, в которых осуществлялось ФОЖ, могут быть разделены на четыре группы [6]:

1. Скважины (этапы) с высокой эффективностью форсирования

$$К_н > К_ж,\ К_н > 1.$$

2. Скважины (этапы) с удовлетворительной эффективностью форсирования

$$К_н < К_ж,\ К_н > 1.$$

3. Скважины (этапы) с низкой эффективностью форсирования

$$К_н < К_ж,\ К_н < 1.$$

4. Скважины (этапы) с отрицательными результатами

$$К_н < К_ж,\ К_н < К_о < 1,$$

где $К_о$ – кратность изменения среднесуточного дебита нефти в период предшествующий форсированию. По фактическим данным его величина составляет 0,9-0,95. $К_н$ и $К_ж$ – кратность изменения дебитов нефти и жидкости соответственно при ФОЖ.

На рис.9.8 представлены результаты этого анализа по скважинам горизонта $Д_1$ Туймазинского месторождения. На графике выделены зоны соответствующих групп [6].

Целенаправленное применение ФОЖ на одном из участков Абдрахмановской площади показало достаточно высокую эффективность метода (табл.9.1) [15]. Характеристики вытеснения (ХВ) показывают в большинстве случаев положительное воздействие ФОЖ на выработку запасов (рис.9.9а), в меньшем числе случаев (рис.9.9б) – отрицательные результаты. На Восточно-Сулеевской площади ФОЖ применялся на высокообводненных скважинах, которые по причине достижения

Рис. 9.7. Совершенствование системы заводнения Ромашкинского месторождения

предельной обводненности должны были бы отключить из разработки (рис.9.10). В этом случае удалось продлить рентабельный срок эксплуатации скважин и получить дополнительную добычу нефти.

ФОЖ в большинстве случаев является эффективным инструментом повышения эффективности разработки нефтяных месторождений за счет повышения темпов выработки запасов и увеличения нефтеотдачи. Но наша задача в течение всего водного периода разработки месторождения заключается также в повышении экономических показателей. Для этого необходимо добывать больше нефти и как можно меньше попутной воды. Поэтому в РТ применяются различные методы регулирования процессов разработки. Наиболее мощным средством уменьшения добычи попутной воды является остановка высокообводненных скважин и отключение из разработки обводненных пластов. Казалось бы, что здесь мы имеем противоречивые цели: ФОЖ – увеличивает отбор попутной воды, а регулирование – снижает ее. Поэтому регулирование необходимо проводить в течение всей разработки месторождения, а ФОЖ осуществлять на поздней стадии при высокой обводненности участка.

Исследованиями ФОЖ много и плодотворно занимались специалисты ОАО «Сургутнефтегаз». На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» отбор продукции из скважин при повышенных депрессиях на пласт только в последние годы нашел более широкое применение на залежах, находящихся на поздней стадии разработки. При этом дебиты жидкости в зависимости от возможностей насосного оборудования повы-

Рис. 9.8. Эффективность форсированного отбора жидкости при различной обводненности
(*по К.С. Баймухаметову и др.*)

$К_н$ – коэффициент изменения дебитов нефти
$К_ж$ – коэффициент увеличения жидкости

Таблица 9.1.

Данные ФОЖ по Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Кол-во скв., переведенных на форсир. отбор жидкости		Эксплуатационные характеристики скважин, находившихся на форсированном отборе жидкости											
		До перевода на форсир. отбор						После перевода на форс. отбор				По состоянию на 1.01.1995г.						Прирост доп. добычи, тыс.т	
Всего за весь период разработки	Наход. на форс.на 1.01 95 г.	Сум.деб, т/сут		Ср. давл. МПа		Сум.деб, т/сут		Ср. давл. МПа		Сум.деб, т/сут		Ср. давл. МПа			
		жидк.	нефть	пласт.	забойн.	жидк.	нефть	пласт.	забойн.	жидк.	нефть	пласт.	забойн.	жидк.	нефть
266	24	3160,2	79,6	16,6	9,6	7018	209,8	16,9	9,2	4513	160,1	16,3	6,9	606,7	33,1

шались в 1,2-3,5 раза относительно базового значения. Анализ эффективности перевода скважин в 2001-2003гг. на эксплуатацию с более глубокими депрессиями был проведен по 337 скважинам десяти длительно разрабатываемых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». Общий эффект от увеличения отборов жидкости за указанный период оценивается в 1316 тыс.т дополнительно добытой нефти. При этом средний дебит жидкости увеличился в 1,96 раза при среднем снижении динамического уровня в 1,63 раза. Анализ показал, что в 156 скважинах (46,2%) возросли дебит нефти и нефтеотдача (снизилась обводненность). В 85 скважинах при повышении дебита нефти эффект по нефтеотдаче отсутствует. В 66 скважинах общий эффект положителен на фоне незначительного увеличения темпа обводнения скважин относительно базового уровня. В 16 скважинах общий эффект не получен (накопленный прирост добычи нефти равен нулю) на фоне увеличения обводненности выше базового уровня, в 14 скважинах – эффект отрицательный [16].

Эффективность повышения нефтеотдачи при увеличении отборов жидкости (с учетом отрицательного эффекта) на 01.09.03г. составляет 291 тыс.т дополнительной нефти, т.е. 22% общего технологического эффекта. При этом из скважин с положительным эффектом по нефтеотдаче за рассматриваемый период добыли 990 тыс.т дополнительной нефти, что составляет 75% общего технологического эффекта. Средний прирост дебита нефти по ним равен 14,1 т/сут, эффект по всем скважинам продолжается.

Скважины с наибольшим эффектом характеризуются наибольшей средней величиной повышения депрессии на пласт. В этой связи следует отметить, что 430 тыс.т. дополнительно добытой нефти (32,6%) получено из скважин, где динамический уровень был снижен на 400 м и более. Однако по скважинам, в которых предельная депрессия была превышена, эффективность невысокая.

Положительная реакция на ФОЖ в скв.2490 пласта $БС_{10}$ Федоровского месторождения на динамику показателей окружающих скв.625 и скв.2489 показана на рис.9.11. Очевидно, положительный результат здесь получен за счет изменения направления фильтрационных потоков жидкости в пласте [16].

Результаты реагирования окружающих скважин на массированное (более двух на участке) проведение ФОЖ с относительно небольшим (несколько месяцев) временем показывают, что без увеличения закачки воды это часто приводит к «интерференции» отборов жидкости на фоне снижения пластового давления. При этом скорость фильтрации флюида в пласте не возрастает, а снижение обводненности объясняется эффектами перераспределения нефти за счет неупругой деформации горных пород. Однако увеличение закачки, не сопровождаемое мероприятиями по выравниванию фронта вытеснения, также иногда недостаточно для получения реального эффекта.

Иначе реагируют на ФОЖ скважины участков, где перед увеличением отборов в нагнетательные скважины закачивались потококорректирующие составы (ВУС, неонол, дисперсионные композиции и др.). Анализ показал, что общий эффект от ФОЖ кратно зависит от числа предваряющих его мероприятий по выравниванию профиля приемистости и фронта вытеснения в нагнетательных скважинах на участках ФОЖ.

В целом применение ФОЖ на участках пластов Федоровского и Лянторского месторождений показало, что в большинстве случаев это способствует повышению КИН, особенно на участках, где предварительно были проведены работы по выравниванию профилей приемистости и фронта вытеснения. На Федоровском месторождении авторами [16] было показано, что с увеличением текущего КИН эффективность ФОЖ снижается и особенно резко с нефтенасыщенности 40% (рис.9.12). Отмечается зависимость абсолютной величины полученного эффекта от числа таких предваряющих операций.

Во всех случаях в завершающей стадии разработки необходимо скважины высокообводненных участков переводить на ФОЖ для обеспечения высокой нефтеотдачи по залежи и улучшения экономических показателей разработки. В этом случае дополнительные затраты на добычу нефти сокращаются практически до энергетических, т.е. на подъем, транспортировку, подготовку воды и закачку ее в пласт.

Но регулирование отборов попутной воды необходимо проводить в течение всей разработки месторождения, так как это улучшает не только текущую, но и конечную экономику разработки за счет сокращения отбора излишней воды, практически не участвующей в вытеснении нефти (многократная промывка заводненного пропластка, «чужая» вода). При регулировании уменьшается не только текущая обводненность, но и конечный ВНФ.

Таким образом, практика применения форсированных отборов жидкости убедительно доказывает высокую технологическую эффективность этого метода с точки зрения получения дополнительной добычи нефти и повышения КИН [1,14-17].

Рис. 9.9. Характеристики вытеснения нефти водой по форсированным скважинам и участкам: 9а – скв. 146, 116, 9501, 9562, 3464, 10811; 9б – участки I, II, III

Рис. 9.10. Динамика отбора по скважине № 1253 Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения

Основные выводы, полученные при анализе применения ФОЖ, сводятся к следующему:

– форсирование отбора жидкости эффективно по большинству обводняющихся скважин на поздней стадии разработки и ФОЖ должен в первую очередь применяться на высокообводненных залежах с обводненностью продукции, близкой к критической;

– форсирование отбора жидкости более эффективно на линиях стягивания контуров нефтеносности, в тупиковых зонах, в скважинах с большей вертикальной неоднородностью и расчлененностью, большей мощностью пластов;

– одним из основных условий эффективности ФОЖ является постоянное совершенствование системы заводнения в целях полной компенсации отборов жидкости закачкой воды и изменения направления фильтрационных потоков жидкости в пласте – при выполнении этого условия абсолютный эффект форсирования отборов, выражающийся в приросте добычи нефти, примерно пропорционален приросту дебита жидкости;

– при форсировании отборов замедляются темпы падения добычи нефти -абсолютная величина эффекта при оптимизации режимов эксплуатации скважины (участка) с применением повышенных депрессий зависит от степени выработки запасов нефти, характера распределения остаточных запасов, своевременности проведения мероприятий, технического состояния скважины перед форсированным отбором, степени повышения депрессии на пласт по сравнению с максимальной за предыдущий период эксплуатации, качества и числа предваряющих форсированный отбор мероприятий по вырав-

Рис. 9.11. Технологические показатели эксплуатации скважин пласта БС10 Федоровского месторождения, реагирующих на возмущение от ФОЖ (*по В.Г. Шеметилло и др.*)

ниванию фронта вытеснения и профиля приемистости в окружающих нагнетательных скважинах;

– форсирование отборов жидкости позволяет интенсифицировать добычу нефти и повысить нефтеотдачу за счет подключения в разработку неработающих пластов или пропластков в результате увеличения перепада давления и скорости фильтрации, а также продления сроков рентабельной работы скважин;

– необходимо предварять и сопровождать мероприятия по ФОЖ закачкой в пласт потокоотклоняющих составов, что существенно повышает общий эффект.

9.1.4. Геолого-физические методы

Геолого-физическими мы называем комплекс вторичных МУН на залежах, где они по различным причинам не применялись и залежи (участки, пласты) разрабатывались либо на малоэффективных природных режимах, либо разработка их с применением вторичных методов велась не эффективно. Основной причиной этого являются неблагоприятные для применения заводнения геологические условия. Запасы этих залежей, как правило, относятся к категории трудноизвлекаемых.

Основными причинами, обусловливающими сравнительно низкие показатели разработки и низкую нефтеотдачу этой группы залежей, являются в большей степени повышенная вязкость нефти, низкие коллекторские свойства и повышенная глинистость пластов.

Как показали проведенные опытно-промышленные работы на промыслах Татарстана, комплекс геолого-физических методов вовлечения в активную разработку малоэффективных залежей нефти с ТЗН включает следующие элементы [3]:

1) Применение нестационарного заводнения, позволяющего обеспечить существенное снижение темпов обводнения залежей в карбонатных и терригенных коллекторах из-за значительного уменьшения отрицательного влияния неоднородности коллектора и высокой вязкости нефти на процесс вытеснения.

2) Использование оптимальных давлений нагнетания (на устье скважин от 8 до 20 МПа) в зависимости от геолого-физических параметров пластов.

3) Разработку залежей в слабопроницаемых терригенных коллекторах при пластовых давлениях, близких к первоначальным.

Рис. 9.12. Технологические показатели эксплуатации скважин пласта БС10 Федоровского месторождения, реагирующих на возмущение от ФОЖ (*по В.Г. Шеметилло и др.*)

4) Широкое применение высокоэффективных технологий обработки призабойных зон (внедрение искусственных каверн-накопителей нефти – ИКНН и направленной солянокислотной обработки – НСКО для карбонатных, депрессионных методов очистки призабойных зон, термохимических методов для терригенных коллекторов, стационарного электропрогрева призабойных зон, термобароимплозионного воздействия и др.), способствующих повышению производительности скважин и частично повышению нефтеотдачи пластов.

5) Применение новых высокоэффективных методов первичного и вторичного вскрытия пластов.

6) Использование в качестве вытесняющего агента для высокопроницаемых и слабопроницаемых терригенных пород пластов воды или сточной воды с минерализацией не менее 60 г/л. с содержанием количества взвешенных частиц не более 10 и органических веществ не выше 15 мг/л.

В комплексе применение указанных методов позволяет существенно увеличить нефтеотдачу терригенных и особенно карбонатных пластов. Здесь проявляется синергетический эффект от комплексного использования различных методов.

Наибольшее применение нашли разработанные специалистами Татарстана три комплексные технологии повышения эффективности разработки залежей нефти:

– в слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторах (КТРТК);

– в терригенных коллекторах, содержащих высоковязкие нефти (КТРТКВН);

– в карбонатных коллекторах (КТРКК).

9.1.4.(1). Комплексная технология разработки слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторов (КТРТК)

Для создания технологий эффективной выработки залежей в слабопроницаемых пластах, а также более проницаемых, но содержащих пелитовую фракцию свыше 2% к объему, было проанализировано состояние разработки месторождений и проведены специальные опытно-промышленные работы (ОПР). Программой ОПР предусматривалось на 14 участках (в основном Ромашкинского месторождения) пробурить 786 скважин и провести работы по испытанию новых технологий.

Опытно-промышленными работами в комплексе с анализом состояния выработки слабопроницаемых пластов были созданы технологии их разработки, включающие следующие принципы [18-22]:

1) Выделение слабопроницаемых пластов в самостоятельный объект разработки за счет возврата на эти пласты скважин после отработки высокопроницаемых пластов, бурения дополнительных нагнетательных и добывающих скважин. Это мероприятие нужно осуществлять, если ранее эти пласты входили в один объект разработки с высокопродуктивными коллекторами. Лучше выделять малопродуктивные пласты в самостоятельный объект эксплуатации на стадии составления технологической схемы разработки.

2) Оптимизацию плотности сетки скважин либо путем бурения дополнительных скважин на разрабатываемом месторождении, либо при проектировании разработки на еще не разбуренном месторождении.

3) Оптимизацию давлений нагнетания, пластовых и забойных давлений. Давление нагнетания должно обеспечить достаточную приемистость скважин. Пластовое давление должно поддерживаться на уровне начального пластового (плюс-минус 10%).

Для обоснования оптимальных забойных давлений в добывающих скважинах был выполнен значительный объем исследований при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения. По их результатам для горизонтов $Д_1Д_0$ Ромашкинского месторождения были получены индикаторные диаграммы с тремя характерными участками (рис.9.13).

Также была установлена зависимость предельного забойного давления от пластового. Диапазон изменения предельно допустимого забойного давления для залежи горизонтов $Д_1Д_0$ равняется 5,3-6,6 МПа.

На практике не всегда забойное давление можно снизить до предельно допустимого значения. Да это и не нужно. Это зависит от следующих факторов: целостности цементного камня, прочности эксплуатационной колонны и пород-коллекторов, возможного подтягивания контура воды, режима работы глубинно-насосного оборудования с низким давлением на

Рис. 9.13. Оптимизация забойных давлений.

приеме насоса. Оптимальным для добывающих скважин следует признать давление, равное рациональному (точка В на рис.9.13) или же на 10-20% ниже давления насыщения.

Специальными исследованиями ВНИГРИ было доказано, что чрезмерное снижение пластовых и забойных давлений приводит к необратимому снижению проницаемости, особенно в малопродуктивных коллекторах, за счет смыкания трещин под влиянием горного давления и перераспределения глинистых минералов в пустотном пространстве [23].

4) Применение интенсивных систем воздействия с уменьшенными расстояниями между скважинами и большими перепадами давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин, определяемыми в результате ОПР.

5) При освоении слабопроницаемых пластов под закачку воды применять ПАВы, различные растворители и ряд третичных МУН.

6) Закачку воды непременно проводить в циклическом режиме.

7) Для освоения высокообводненных глинистых коллекторов дополнительно к вышеизложенным необходимо использовать в качестве вытесняющего агента родную пластовую или сточную воду с минерализацией не менее 60 г/л, с содержанием количества взвешенных частиц (КВЧ) не более 10 мг/л, органики не выше 15 мг/л или же освоение нагнетательных скважин производить с использованием забойных пульсаторов, 1% раствора ПАВ типа АФ9-12 и соляной кислоты.

8) Обязательно применение прогрессивных методов первичного и вторичного вскрытия пластов.

9) Внедрение в благоприятных условиях ГРП (при освоенной системе ППД).

10) Проведение разглинизации призабойной зоны пласта. Технология направлена на интенсификацию добычи нефти из низкодебитного фонда скважин за счет декольматизации порового пространства от глинистых частиц.

11) Декольматация призабойной зоны пласта, которая осуществляется целенаправленным изменением в призабойной зоне характера нефтенасыщения и уменьшения влияния глин на продуктивность коллектора [24].

9.1.4.(2). Комплексная технология разработки залежей высоковязкой нефти в терригенных коллекторах (КТРТКВН)

Данная технология включает следующие положения:

1) Нестационарное заводнение с оптимизацией давления нагнетания. Для создания методов эффективной разработки залежей высоковязкой нефти (до 150 мПа · с и выше) в терригенных коллекторах в ОАО «Татнефть» проведены опытно-промышленные работы по оценке эффективности закачки воды в различных геолого-промысловых условиях.

Проведенные работы по отработке методов эффективной выработки залежей вязких нефтей в терригенных коллекторах позволяют рекомендовать следующие модификации нестационарного заводнения (рис.9.14).

На залежах, представленных терригенными коллекторами, при благоприятных геологических условиях эффективно применять методы заводнения для выработки запасов высоковязких (до 150 мПа · с и более) нефтей.

Благоприятными условиями для применения заводнения могут считаться объекты с достаточной (более 0,3 мкм^2) проницаемостью, низкой расчлененностью (менее 1,5), сравнительно небольшой послойной неоднородностью пластов. При достаточной связи с законтурной областью эффективно применять законтурную, приконтурную и межконтурную закачку воды. При отсутствии или слабой гидродинамической связи залежи с законтурной областью, а также при более значительных размерах залежи эффективно внутриконтурное заводнение: в первую очередь – избирательная закачка воды в водоносные «окна» внутри залежи, а также очаговое, линейное разрезание или комбинации этих систем заводнения.

Конечная нефтеотдача для залежей вязких нефтей естественно ниже, чем для маловязких нефтей, но при заводнении она в 1,5-2 раза выше, чем без него, и существенно выше темпы добычи нефти.

2) Оптимизация пластовых и забойных давлений. Залежи вязких нефтей должны разрабатываться при давлениях, близких к пластовым. Забойные давления должны поддерживаться на уровне рациональных, но не ниже предельно допустимых.

3) Особо важное значение имеет применение эффективных технологий воздействия на пласт. Основными методами воздействия на призабойную зону пласта для выработки высоковязких нефтей являются термические и термохимические методы стимуляции скважин [24].

4) Применение прогрессивных методов первичного и вторичного вскрытия пластов для залежей вязких нефтей имеет особо важное значение.

9.1.4.(3). Комплексная технология разработки залежей в карбонатных коллекторах (КТРКК)

Эта технология включает следующие элементы:

1) Нестационарное (циклическое) заводнение.

Рис. 9.14. Методы нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков

Наиболее существенное отличие данных коллекторов от других типов проницаемых пород – их исключительная неоднородность, обусловленная широким развитием вторичных процессов. В условиях Татарстана эти неблагоприятные факторы усугубляются содержанием высоковязких нефтей, поэтому при применении традиционных методов разработки расчетная нефтеотдача в зависимости от геологических условий составляет от 10 до 22%.

В связи с необходимостью ввода значительного количества залежей в карбонатных коллекторах в промышленную разработку в 1983г. была составлена и стала осуществляться специальная программа ОПР «Карбонаты» по испытанию 12 технологий разработки на 31 участке 13 месторождений, где предусматривалось бурение 531 скважины. Особенности нового этапа опытно-промышленных работ следующие: широкий диапазон сеток скважин – от 1 до 16 га/скв. с тенденцией к применению более плотных сеток скважин, внедрение нестационарного (циклического) заводнения, а в ряде случаев импульсного метода, широкое применение прогрессивных методов воздействия на пласт (ИКНН, НСКО, СЭП и др.), методов регулирования, предусматривающих изменение фильтрационных потоков жидкости в пласте, использование новых способов вскрытия продуктивных пластов и частично третичных методов повышения нефтеотдачи [3,26].

Были получены положительные результаты применения методов заводнения залежей верейского горизонта (Шегурчинское месторождение), башкирского яруса (залежи 301, 302 Ромашкинского, Ямашинского месторождений), кизеловского горизонта (Бавлинского, Сиреневского), упино-малевских (Беркет-Ключевского), данково-лебедянских отложений (залежь 665 Ромашкинского месторождения).

Нестационарное заводнение делает применимым метод заводнения в исключительно неоднородных трещиновато-пористых карбонатных коллекторах. В этих условиях стационарное заводнение обычно не применимо из-за резкого преждевременного обводнения скважин. Периоды циклирования обычно подбираются по конкретным участкам экспериментальным путем. Минимальный прирост коэффициента нефтеизвлечения составляет 5-9 пунктов, а для залежей высоковязких нефтей в карбонатных пластах, где метод стационарного заводнения не применим вообще, прирост нефтеотдачи составляет 15-20 пунктов.

2) Оптимизация плотности сеток скважин

Характерной особенностью выработки залежей в карбонатных коллекторах является существенное влияние на текущие отборы и нефтеотдачу плотности сетки скважин. И чем плотнее сетка скважин, тем лучше охват залежи дренированием и условия для применения методов заводнения [26,27].

По экспериментальным данным степень влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу в 2-2,3 раза выше, чем по прерывистым, неоднородным, расчлененным объектам терригенного девона (см.рис.9.5). Исследованиями показано, что плотность сетки скважин для различных геолого-физических условий месторождений Татарстана находится в пределах 4-9 га/скв. Это технологические ограничения. В этих пределах выбор плотности сетки зависит от экономики.

3) Применение высокоэффективных технологий солянокислотного воздействия на пласт.

Солянокислотное воздействие применяется широко, так как основным свойством карбонатов является их растворимость в соляной кислоте. Если исключительная неоднородность карбонатных пластов создает большие осложнения в разработке, то растворимость их в кислотах дает большие возможности для улучшения их выработки.

Наиболее эффективные и широко применяемые методы – создание искусственных каверн-накопителей нефти (ИКНН) (метод проф. К.Б.Аширова) и направленные солянокислотные обработки (НСКО) с использованием гидроэмульсионных растворов (ГЭР) (метод института «ТатНИПИнефть»). В настоящее время ИКНН и НСКО применяются последовательно, сменяя друг друга (рис.9.15, 9.16).

Также применяется разработанная ТатНИПИнефть технология глубокой солянокислотной обработки скважин (ГСКО) (рис.9.17).

4) Прогрессивные методы первичного и вторичного вскрытия пластов.

Вскрытие пластов имеет первостепенное значение для обеспечения максимальной сохранности коллекторских свойств призабойной зоны пластов (ПЗП), особенно при разработке малоэффективных залежей. Методы вскрытия пластов имеют важнейшее значение для слабопроницаемых терригенных, всех типов карбонатных пород и пластов с подошвенной водой.

Промышленная ценность скважин и эффективность затрат на их строительство определяются продуктивностью (дебитом нефти или приемистостью воды), а также надежностью и долговечностью работы. Продуктивность скважин зависит от геолого-физических свойств пластов, но особенно от свойств призабойных зон, где расходуется большая часть перепада давления. При завершении скважин (вскрытие нефтеносного пласта долотом, обустройство забоя, спуск и цементирование обсадной колонны, перфорация колонны и освоение или вызов притока) свойства призабойных зон пластов могут сильно ухудшаться [28,29].

Исследования, проведенные для нефтяных месторождений Татарстана институтом «ТатНИПИнефть», показывают снижение нефтенасыщенности ПЗП на 25-30% и повышение глинизации стенок скважин, что обусловливает сокращение фазовой проницаемости для нефти в 7-10 раз и уменьшение дебитов по сравнению с потенциально возможным до 3-6 раз [30].

Особенно влияет на продуктивность бурение с большим противодавлением на пласт [31]. Об этом свидетельствуют данные, полученные в результате бурения дополнительных скважин в зонах с различным пластовым давлением на Азнакаевской площади. Продуктивность скважин, пробуренных в зонах пониженных давлений, при прочих равных условиях ниже в 2 и более раз.

В Татарстане накоплен опыт вскрытия пластов в процессе бурения. Разработаны и в опытном порядке применялись растворы на углеводородной основе (РУО), обращенные гидрофобные эмульсионные растворы (ГЭР), позволяющие, по промысловым данным, на 50 – 60% повышать продуктивность скважин.

Также были испытаны и внедрены эффективные технологии, разработанные институтом «ТатНИПИнефть». Они представляют собой комплекс технологических операций, включающих бурение интервала продуктивных отложений с применением растворов на водной основе, перфорацию в среде раствора ПАВ с повышенной агрегативной устойчивостью и работы по интенсификации вызова притока с использованием растворов неионогенных масло- и водорастворимых ПАВ в углеводородных жидкостях (ТЖУ-1, ТЖУ-2).

Западные нефтяные компании применяют углеводородные, масляные (безводные) эмульсионные, полимерные и другие растворы плотностью 0,8-1,1 г/см^3 с показателем фильтрации, равным нулю. Противодавления на пласт – не более 0,3-0,4 МПа. Применяется также равновесное бурение и даже бурение скважин при давлениях ниже пластовых с применением специального устьевого оборудования. Западные технологии находят все большее применение в России.

В связи с этим в последние годы в ОАО «Татнефть» изменяется технология строительства скважин, отработаны новые буровые растворы, позволяющие в комплексе с организационными и экономическими рычагами повысить степень совершенства первичного вскрытия в 2 раза (с 0,3 до 0,6). Происходит техническое перевооружение буровых предприятий.

Большой проблемой является создание методики определения этого дебита. Существует несколько подходов к его определению: гидродинамические при испытании пластоиспытателями в открытом своде; по материалам ГИС, по промысловым данным, комплексный.

Вопросы вскрытия пластов и коренного совершенствования качества строительства скважин для месторождений Татарстана имеют первостепенное значение. И только осуществление этого мероприятия позволило бы республике на длительный период стабилизировать добычу. Далее необходимо создать аналогичные растворы для последующего задавливания скважин для ремонтных работ [32], либо оборудование и способы проведения работ без задавливания скважин. Небольшой опыт работы скважин без задавливания у нас есть (НГДУ «Сулеевнефть»), но широкому распространению его препятствуют жесткие нормативные документы по технике безопасности.

Не менее важное значение имеет вторичное вскрытие пластов.

До настоящего времени для вторичного вскрытия пластов широко применяется перфорация колонны кумулятивными зарядами при помощи корпусных перфораторов ПК-103 и бескорпусных ПКС-80. Исследования с помощью акустических цементомеров (АКЦ) показали, что в результате кумулятивной перфорации нарушается контакт цемента с обсадной колонной, особенно в местах с плохим, некачественным частичным, а иногда и хорошим сцеплением цемента с колонной, зафиксированным до перфорации. В результате часть скважин, давших при освоении нефть, через непродолжительное время переходит на воду или дают воду сразу же при освоении. Особенно это характерно для терригенных пластов с подошвенной водой и для карбонатных порово-трещинных коллекторов небольшой нефтенасыщенной толщины.

Экспериментальные работы показали, что при перфорации корпусными перфораторами ПК-103 повышение залпа с 5 – 10 до 20 выстрелов увеличивает зоны ухудшения сцепления цементом с колонной. Бескорпусные перфораторы ПКС и ПКРУ значительно сильнее воздействуют на обсадную колонну, вызывая деформацию и трещины.

Следовательно, в большинстве случаев первопричиной преждевременного обводнения скважин является их перфорация, приводящая к разрушению цементного камня в заколонном пространстве и улучшающая условия для проникновения в интервал перфорации воды из близлежащих водоносных пластов.

С целью увеличения безводного периода эксплуатации, степени совершенства и сокращения сроков строительства скважин институтом «ТатНИПИнефть» совместно со специа-

листами АО «Татнефть» разработана технология *бесперфораторного вскрытия* пласта. Проведенный институтом «ТатНИПИнефть» анализ показал, что при бесперфораторном вскрытии начальный среднесуточный дебит скважин в среднем вдвое выше, безводный период эксплуатации в 3-4 раза больше, добыча воды в первый год эксплуатации в 11 раз меньше.

Наибольшая эффективность от внедрения бесперфораторного метода достигается в карбонатных коллекторах. Это обусловлено особенностями геологического строения данных пластов и сочетанием вскрытия с обработкой призабойных зон (ОПЗ) соляной кислотой, приводящим к улучшению условий притока из пласта в скважину. Одновременно повышается надежность разобщения пластов. Данное обстоятельство особенно важно для трещиноватых разностей пород.

Перспективен метод сверления эксплуатационной колонны перфораторов ПС-112 конструкции ВНИИГИСа, который является модификацией сверлящего керноотборника СКМ-8-9 конструкции того же института. При использовании перфоратора также сохраняется целостность цементного кольца за колонной. Отверстия имеют постоянный диаметр (35 мм) и не загрязняются, как при кумулятивной перфорации. Обычно делают 10 – 20 отверстий на погонный метр. Прежде всего перфоратор используется для вскрытия пластов с подошвенной водой при небольшой нефтенасыщенной толщине (до 2 – 3 м).

Накопленный опыт вторичного вскрытия пластов позволяет рекомендовать для малоэффективных залежей бесперфораторное вскрытие преимущественно для карбонатных коллекторов и терригенных пластов, отделенных от водоносных интервалов разделом толщиной менее 4 м. При вскрытии терригенных пластов, в первую очередь с подошвенной водой (особенно при небольшой нефтенасыщенной толщине коллектора 1 – 3 м), предпочтительнее применять сверлящие перфораторы.

На Западе появились новые, более мощные технологии вторичного вскрытия пластов: агрегат фирмы «ВОМА», для нарезки горизонтальных каналов длиной 25-50 м; система «Пенедрилл» (Канада) для проникновения в пласт на глубину до 2 м, американская технология радиального вскрытия пласта «Rad Tech» и др.

Успешно работают над освоением новых технологий и отечественные специалисты: Омское СКБ по разработке ориентированного скважинного перфоратора с глубиной проникновения в пласт до 10 м; вертикально-щелевые перфораторы различных конструкций и др.

9.2. Характеристика современных третичных методов увеличения нефтеизвлечения и геолого-физические критерии их применения

Каждая проблема имеет решение; вся трудность лишь в том, чтобы найти его.

Аксиома наличия решения

От женитьбы кукол не рождаются дети.

Расул Гамзатов

Под третичными понимают методы увеличения нефтеотдачи, не связанные с разработкой месторождений на природных режимах либо с закачкой в пласт обычной, необработанной воды [3].

Третичные МУН в 60-70-е годы называли новейшими. В соответствии с принятой в настоящее время классификацией третичные МУН подразделяются на 6 групп: физико-химические, физические, тепловые, газовые, микробиологические и рудничные [2,3,33].

Цель применения этих методов заключается в том, чтобы повысить охват пластов заводнением и устранить, либо уменьшить отрицательное влияние сил, удерживающих нефть в заводненных зонах пластов. По своему назначению и способу воздействия известные методы увеличения нефтеотдачи можно распределить следующим образом (табл.9.2).

Таблица 9.2

Методы увеличения нефтеотдачи пластов

Назначение	Способ воздействия	Рабочий агент
1	2	3
Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в макромасштабе - повышение охвата вытеснением	Повышение вязкости вытесняющего агента Понижение вязкости нефти Увеличение (расширение) объема нефти Увеличение дренируемой (работающей) толщины пласта	ГМУН Полимеры Мицеллярные растворы Пар Воздух+вода (горение) Углекислый газ То же Пар Воздух+вода (горение) ПАВ Полимеры Водогазовые смеси Щелочи Вода (циклическое заводнение) Серная кислота Эфиры целлюлозы Силикаты Чередующаяся закачка нефти и воды Физические МУН ВУСы и др.
Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в микромасштабе - вытеснение рассеянной остаточной нефти	Достижение смешиваемости нефти и вытесняющего агента Снижение межфазного натяжения Повышение смачиваемости пласта водой Повышение фазовой проницаемости для нефти и снижение для воды	Углекислый газ Газ высокого давления Мицеллярные растворы Щелочи Водорастворимые ПАВ Щелочи Водорастворимые ПАВ Водогазовые смеси

Причины образования неизвлекаемой при традиционных технологиях нефти и пути ее извлечения приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3

Причины образования	Пути извлечения
Расчлененность, прерывистость пластов охватывает 01,-0,8 объема залежи	Повышение охвата дренированием за счет системы размещения скважин, выбора объектов, вскрытия пластов, оптимизации давления нагнетания
Неоднородность пластов по проницаемости от 0,01 до 3-4 мкм^2	Выравнивание проводимости пластов за счет уменьшения фазовой проницаемости для воды, увеличения вязкости воды и др.
Вязкость нефти больше вязкости воды и изменяется от 1-5 до 50-1000 мПа·с	Снижение вязкости нефти, увеличение вязкости воды; объемное расширение нефти
Межфазные, молекулярные силы на контакте нефти с водой и породой составляют 18-30 мН/м	Устранение межфазного натяжения на контакте нефть-вода; гидрофилизация пористой среды
Микронеоднородность составляет $1 \cdot 10^{-4}$ – 1 см; удельная поверхность пористой среды $(0{,}05^{-3}) \cdot 10^{-4}$ см^2/см^3, или (0,02-1,5 м^2/г)	Ослабление молекулярных и проявление гравитационных сил

Для добычи неизвлекаемых при традиционных технологиях запасов нефти, кроме гидродинамических, используются третичные МУН.

Потенциальные возможности и критические факторы основных МУН приведены в таблице 9.4, а геолого-физические критерии применимости МУН показаны в таблице 9.5 и подробнее изложены автором в литературе [3].

Таблица 9.4

Потенциальные возможности и критические факторы методов увеличения нефтеотдачи пластов

Рабоч
Вода
Полим
Щелоч
Мице
Двуок
Пар
Возду

9.2.1. Физико-химические МУН

Из всех третичных МУН наибольшее применение на месторождениях России нашли физико-химические методы. Это объясняется широким развитием заводнения в практике разработки месторождений.

Широкое применение физико-химических МУН стало возможным благодаря фундаментальным работам ведущих ученых отрасли по исследованию физико-химической механики и гидродинамики течений жидкости в пористых средах, а также механизмов повышения нефтеотдачи в различных геологических условиях [34-41].

В начале 60-х годов стали усиленно изучать методы улучшения нефтевытесняющей способности воды за счет добавки различных активных агентов. В качестве таких агентов стали исследовать и применять углеводородный газ, полимеры, поверхностно-активные вещества, щелочи, кислоты и др. Эти методы были направлены на устранение или уменьшение отрицательного влияния капиллярных сил и сил адгезии, удерживающих нефть в заводненных объемах пластов.

На нефтяных месторождениях Татарстана прошли испытания почти все известные из отечественной и зарубежной практики МУН. Основной объем работ по применению МУН проводился на высокопродуктивных месторождениях. Приме-

Таблица 9.5

Методы увеличения нефтеотдачи пластов в зависимости от геолого-физических условий

Нефть, вода	Пласт	Метод
Маловязкая легкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неоднородный	Заводнение, НЗ, водорастворимые ПАВ, водорастворимая смесь, ЭЦ, ПДС, КДС, ВДС, ПАВ, полимеры, ГРП, применение газа CO_2, сернокислый алюминий, ТНФ, воздействие физическими полями
Маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, трещиноватый, пористый	Заводнение, НЗ, применение щелочей, истощение, системы солянокислотного воздействия
	Песчаный истощенный (заводненный), высокопроницаемый, монолитный	Углекислый газ, ЭЦ, ПДС, ВДС, полимеры, водогазовые смеси, маслорастворимые ПАВ и их композиции, ПДС с ГОК, СПГ
	Карбонатный заводненный, высокопроницаемый, слаботрещиноватый, неоднородный	Применение углекислого газа, циклическое воздействие, системы солянокислотного воздействия
Средневязкая, смолистая (активная) парафинистая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, трещиновато-пористый	НЗ, ЭЦ, ВДС, КДС, ПДС, применение полимеров, закачка водогазовой смеси, щелочи
	Песчаный заводненный, высокопроницаемый, монолитный, однородный	Заводнение НЗ, закачка щелочи, углекислого газа, НЗ, ЭЦ, ПДС, полимеры, CO_2, микроэмульсии, водогазовые смеси, ПДС и ГОК, СПГ
	Песчаный глубокозалегающий, высокопроницаемый, слабопроницаемый	
	Песчаный, высокопроницаемый, слабопроницаемый	
Высоковязкая тяжелая нефть, вода пластовая с большим содержанием солей	Песчаный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неглубокозалегающий	Внутрипластовое горение, НЗ НЗ, закачка пара, пароциклические обработки.

нение их началось в 1967г., когда основные продуктивные пласты были еще мало обводнены. В больших объемах проводилась закачка алкилированной серной кислоты и композиций на их основе, поверхностно-активных веществ, тринатрийфосфата.

Продуктивные пласты неоднородны как по толщине, так и по площади. В результате закачиваемая вода промывает лишь отдельные более проницаемые прослои. Кроме того, неполный охват заводнением площади пласта обусловлен гидродинамикой потока флюидов. Причем, чем более неоднороден пласт и чем большая вязкость нефти, тем меньшая зона пласта охватывается заводнением по толщине и площади.

Для повышения охвата пласта заводнением, а следовательно, и нефтеотдачи, необходимо увеличить сопротивление движению воды в промытых водой зонах и тем самым направить воду в еще неохваченные заводнением зоны, т.е. уменьшить степень неоднородности пласта и влияния гидродинамики потока флюидов.

Следующим является механизм вытеснения пленочной и рассеянной (после заводнения) нефти за счет снижения межфазного натяжения, изменения смачиваемости в системе «нефть-порода-вода», эмульгирования нефти. Эта часть дополнительной нефти добывается за счет повышения коэффициента вытеснения.

В основном физико-химические МУН теоретически работают комплексно – на повышение охвата заводнением и вытеснения нефти. Причем одни методы преимущественно повышают охват заводнением, другие – увеличивают коэффициент вытеснения.

К первым относятся следующие методы:

– вытеснение растворами полимеров и другими загущающими реагентами (в основном связанные с эфирами целлюлозы);

– полимер-дисперсные (ПДС) и другие блокирующие водопроводящие пропластки системы (коллоидно-дисперсные – КДС, волокнисто-дисперсные – ВДС, структурообразующие – СОС, полимер-органические суспензии – ПОРС, тонкодисперсные-активизированные суспензии – ТАС и др.);

– методы ограничения водопритоков и гидрофобизации ПЗП (композиции на основе силикатов, гипана, органических смол, углеводородных растворителей и ПАВ, вязко-упругих систем – ВУС, гидрофобизирующих составов и др.);

– чередующаяся закачка нефти и воды;

– закачка сернокислого алюминия.

9.2.1.(1). Потокоотклоняющие технологии – основа дальнейшего повышения эффективности гидродинамических методов регулирования процессов разработки для увеличения охвата заводнением неоднородных пластов.

Потокоотклоняющие технологии в настоящее время становятся основным элементом системы разработки нефтяных

месторождений с применением заводнения, позволяющим существенно снизить недостатки этого наиболее мощного и массового метода разработки. Это достигается за счет повышения охвата неоднородных пластов заводнением, а следовательно, и увеличения нефтеотдачи до предельного (или близкого ему) уровня – коэффициента вытеснения.

Без применения этих технологий сегодня практически не разрабатывается ни одно крупное месторождение России. Особенно возрастает роль потокоотклоняющих технологий для улучшения выработки высокопродуктивных объектов на поздней стадии разработки. Это объясняется широким применением различных модификаций заводнения и его специфики на поздней стадии, обусловленной длительной закачкой больших объемов воды в продуктивные пласты [24].

Наиболее грамотно и в больших объемах потокоотклоняющие технологии применяются на месторождениях ОАО «Татнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз». В «Татнефти» за счет этих технологий обеспечивается более 60% всей добычи от третичных МУН. В ОАО «Сургутнефтегаз» за весь период его применения в целом по всем разрабатываемым месторождениям компании КИН увеличился на 0,97%, а по длительно разрабатываемым залежам на 2-3%. При этом наибольшее применение нашли технологии на основе вязкоупругих составов, ПАВ, полимеров, эмульгаторов, щелочей, кислот и дисперсных систем, закачка которых проводится как непосредственно в скважину (адресно), так и в скважины через кустовые насосные станции (КНС). Как правило, закачка потокоотклоняющих составов через КНС даже при одних и тех же средних объемах составов на скважину в 2-4 раза менее эффективна, чем адресная закачка. В результате внедрения новых и непрерывного совершенствования существующих технологий, а главное, повышения качества их подбора с учетом особенностей строения пластов и состояния разработки участков залежей, удельная эффективность применения потокоотклоняющих составов в целом повысилась от 1,95 тыс.т дополнительно добытой нефти в 1991г. до 2,95 тыс.т в 2000-2003гг., только по адресным закачкам соответственно от 2,09 до 4,09 тыс.т [42].

Сравнительная технико-экономическая оценка применения потокоотклоняющих технологий показала их высокую экономическую эффективность – затраты на проведение работ окупаются в основном в течение нескольких первых месяцев.

Из потокоотклоняющих методов широкое применение нашло полимерное заводнение. Сущность метода заключается в изменении соотношения подвижностей вытесняющей жидкости и пластовой нефти вследствие увеличения вязкости закачиваемой воды за счет содержания в ней высокомолекулярных полимеров. Увеличение вязкости и снижение подвижности воды способствуют выравниванию фронта вытеснения, замедляя ее продвижение в высокопроницаемых зонах, уменьшая вязкостное языкообразование. Эти факторы вызывают повышение коэффициентов охвата вытеснения при заводнении.

В настоящее время разработаны и успешно применяются следующие основные технологии увеличения нефтеотдачи пластов с использованием полимеров:

1) закачка растворов полимера (полимерное заводнение);
2) воздействие на пласт с использованием «сшитых» полимеров;
3) полимерное заводнение в сочетании с вязкоупругими составами (ВУС);
4) воздействие на призабойную зону пласта ВУС;
5) полимерное заводнение в сочетании с другими физико-химическими методами.

Технологии полимерного воздействия испытаны и применяются в промышленных масштабах на месторождениях Самарской области, республик Башкортостана, Татарстана и Удмуртии, Зап.Сибири и других нефтедобывающих регионов страны.

Закачка полимерных растворов осуществлялась на объектах, расположенных в различных нефтегазоносных провинциях. Пласты были представлены терригенными и карбонатными коллекторами, различались по проницаемости (0,075-0,96 мкм^2), вязкости нефти в пластовых условиях (2,1-36,0 мПа·с), пластовой температуре (24-68єС). Полимерное заводнение применялось на различных стадиях разработки месторождений. Полимерное заводнение – один из эффективных методов увеличения конечной нефтеотдачи пластов и ограничения объемов попутно добываемой воды. Область применения его весьма широка.

На основе полимеров в Татарстане разработана и широко применяется закачка полимер-дисперсных систем (ПДС).

Закачка полимер-дисперсных систем является наиболее распространенным и высокоэффективным способом увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений путем регулирования процессов заводнения. Сама идея, начало и становление этих работ принадлежат проф.А.Ш.Газизову, развитие метода применительно к разнообразным геологическим условиям д.т.н. А.А.Газизову [43,44]. Другие же исследователи, применяющие различные композиции для реализации этой идеи, по существу работали над совершенствованием методов, но сущность всех их оставалась одна – повышение охвата залежи заводнением за счет повышения фильтрационного сопротивления заводненных зон пласта.

Принцип действия ПДС на нефте-водонасыщенную породу основывается на повышении фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора. При взаимодействии полимеров и частиц глинистой суспензии, а также дисперсных частиц пород продуктивного пласта в пористой среде и трещинах с водой образуются полимер-минеральные комплексы, обладающие водоизолирующими свойствами. Превращение дисперсных частиц в водоизолирующую массу приводит к значительному увеличению фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора, снижению степени неоднородности пласта по проницаемости и росту охвата его заводнением.

Под воздействием ПДС в продуктивном пласте происходит перераспределение фильтрационных потоков как по разрезу, так и по площади залежи, подключение в процесс разработки неработающих прослоев, а в итоге – увеличение конечной нефтеотдачи на 1,5-5%.

В технологическом отношении способ заключается в последовательном нагнетании в высокообводненный и промытый водой пласт слабоконцентрированных растворов полимеров и водной суспензии глины. В механизме образования ПДС в пластовых условиях важную роль играет полимер, под воздействием которого происходит флокуляция частиц глины с потерей гравитационной устойчивости.

Направлением дальнейших исследований А.Ш.Газизова и А.А. Газизова было улучшение процесса регулирования выработки пластов с применением ПДС. Эффективность применения ПДС для регулирования заводнения нефтяных залежей и увеличения конечной нефтеотдачи пластов зависит от остаточного фильтрационного сопротивления промытых водой высокопроницаемых прослоев продуктивного пласта. Поэтому возникает задача регулирования технологических параметров ПДС с применением модифицирующих добавок. Таким образом, модифицирующие химреагенты вводятся в поровое пространство пласта или в ПДС для улучшения струк-

турно-механических свойств и повышения эффективности воздействия на обводненные зоны пласта. ПДС является самоорганизующейся системой, и модифицирующие добавки принимают участие в ее формировании не только в пространстве, но и во времени.

Были отработаны и применяются на основе базовой технологии ПДС следующие МПДС [44]:

– ПДС со стабилизирующими добавками;

– ПДС с гелеобразующими компонентами (ГОК);

– ПДС с регулируемыми свойствами;

– модифицированная технология на основе ПДС и хлористого кальция ($CaCl_2$);

– ПДС с кальцинированной содой (Na_2Co_3);

– ПДС с сульфированным тощим абсорбентом (СТА);

– ПДС с алюмохлоридом ($AlCl_3$);

– модифицированная технология (МПДС) на основе ПДС и щелочных стоков капролактама (ЩСПК);

– модифицированная технология (МПДС), основанная на последовательном применении ПДС и водных растворов ПАВ;

– модифицированная технология (МПДС), основанная на последовательном применении ПДС и нефтеотмывающих композиций на основе ПАВ и других химических продуктов.

Модифицированные технологии ПДС (МПДС), во-первых, повышают технологический эффект от их применения, во-вторых, расширяют условия применения этих технологий на различные категории трудноизвлекаемых запасов, в-третьих, способствуют удельному снижению затрат на тонну дополнительной добычи нефти.

Применение МПДС на залежах Волго-Уральской провинции, представленных весьма неоднородными малопродуктивными коллекторами, позволило получить дополнительно от 600 до 3300 т, а в среднем 1680 т на одну обработку.

Идея использования ПДС по блокированию закачки воды в промытые высокопроницаемые пласты использовалась другими исследователями для создания технологий закачки коллоидно-дисперсных систем (КДС), волокнисто-дисперсных систем (ВДС), структурообразующих составов (СОС) ДНПХ-1 и ДНПХ-2, закачки полимер-органических суспензий (ПОРС), закачки тонкодисперсной суспензии (ТАС). Применяются также разработанные РМНТК «Нефтеотдача» силикат-полимерные гели (СПГ), а также гелеобразующие системы на основе силиката натрия.

В Западной Сибири широкое внедрение нашли разработанные Л.К.Алтуниной гелеобразующие системы с регулируемой вязкостью и щелочностью (ИХН-КА, ГАЛКА и ГАЛКА-ПАВ).

На ранних стадиях разработки применялась закачка сернокислого алюминия. В основе метода повышения нефтеотдачи путем применения сернокислого алюминия, разработанного ТатНИПИнефть, лежит загущение вытесняющей нефть оторочки внутрипластовым гидролизом солей алюминия. Как известно, при гидролизе солей алюминия образуется раствор гидроокиси алюминия, обладающий большой вязкостью, квазикристаллической структурой, молекулы которого - полимеры. В отличие от других методов загущение раствора происходит непосредственно в пласте, что дает существенные преимущества.

Следующими широкоприменяемыми и эффективными являются разработанные ТатНИПИнефть технологии выработки слоисто-неоднородных пластов с применением эфиров целлюлозы (ЭЦ).

Предложены технологии с использованием составов на основе простых эфиров целлюлозы (ЭЦ), в частности метилметилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, гидрооксиэтилцеллюлозы, карбоксиметилцеллюлозы и др. Достоинством методов являются возможность их применения на высокообводненных залежах, находящихся в поздней стадии разработки, а также простота исполнения и достаточно высокая эффективность.

В скважину эфиры целлюлозы закачиваются в виде дисперсии. В пласте под действием различных факторов (температура, изменения pH, ионы металлов) происходит загущение закачиваемой воды (растворов эфиров целлюлозы), вплоть до образования гидрогелей различной степени подвижности. Добавление в раствор сшивателя (ионов металлов) позволяет целенаправленно регулировать свойства раствора. Благодаря этому технология применима на любой стадии разработки.

В результате образования малоподвижных и неподвижных гелей происходит блокирование поступления воды в промытые зоны пласта и поступление закачиваемой воды в зоны, слабо охваченные воздействием. Благодаря закачке довольно больших объемов растворов целлюлозы (2000 $м^3$ и более) перераспределение фильтрационных потоков происходит не только в призабойной зоне скважины, но и на достаточно большом удалении от скважины.

Закачка эфиров целлюлозы имеет более высокие перспективы, так как этот метод, во-первых, может применяться на более обводненных участках, чем полимеры, во-вторых, в настоящее время в г.Владимире налажен выпуск более дешевого и качественного отечественного реагента под маркой сульфацел. В отличие от полимеров этот реагент на одном и том же участке может использоваться многократно с высокой (не менее первого раза) эффективностью, что было доказано на Ромашкинском месторождении работами совместного российско-французского предприятия «Татольпетро».

Перспективно применение вязко-упругих систем (ВУС), разработанных И.А.Швецовым.

В качестве реагента, выравнивающего проницаемостную неоднородность пластов, используются композиции на основе полимеров со сшивающими агентами, образующие гели в пластовых условиях. По своим реологическим свойствам эти гели значительно превосходят характеристики раствора полимера.

Как правило, при разработке композиционных систем ориентируются на использование недефицитных, недорогих, технологичных в использовании и транспортировании химических продуктов. Большое внимание уделяется использованию побочных продуктов нефтехимических производств.

Принцип воздействия вязкоупругой системы на основе использования полиакриламида аналогичен методам, описанным выше. Проникая в наиболее промытые пропластки, полиакриламид, реагируя со сшивателем и пластовой водой, образует эластичную массу, закупоривающую каналы и поры.

Метод позволяет выравнивать профили приемистости нагнетательных и притока добывающих скважин, изменять направление фильтрационных потоков, увеличивать степень извлечения нефти за счет изменения охвата послойно-неоднородного пласта воздействием и подключения в работу ранее не работающих пропластков, снижая количество воды в продукции добывающих скважин. Рецептура вязкоупругих систем (ВУС) подбирается с учетом типов и свойств коллектора, состава закачиваемой воды.

В качестве сшивателей (реагентов, вызывающих гелеобразование в растворах) использовали ацетат хрома, сернокислую сложную соль Cr3+ (хромонатриевые квасцы – отходы производства), хромокалиевые квасцы, уротропин, системы: бихромат натрия – тиомочевина, бихромат натрия – лигносульфонат.

Более широкое применение находят вязкоупругие системы на основе композиции НПАВ и углеводородов.

Используя различные комбинации масло- и водорастворимых НПАВ, можно получить ВУС с заданными и очень большими значениями вязкости. Так, если вязкость водной дисперсии композиции НПАВ составляет 10-100 мПа · с, то после эмульгирования небольшого количества (0-20%) углеводорода образуется вязкоупругая система (ВУС) с вязкостью до 158 000 мПа · с.

При этом ВУС остаются устойчивыми в широком интервале температур (от 20 до 40єС), соответствующем пластовым температурам месторождений – объектов испытаний.

Перспективным методом является закачка щелочной полимер-суспензионной композиции (ЩПСК), которая обеспечивает не только коррекцию профилей приемистости нагнетательных скважин (охват заводнением), но частично и доотмыв нефти из обводненных интервалов и зон пласта [45].

Технология основана на получении структурированных вязкоупругих систем за счет специальных добавок химреагентов (щелочи) и глинистых торфяных частиц в полимерные растворы.

В развитие этого применяется технология воздействия на пласт ГОК с ЩСПК, которая заключается в последовательно чередующейся закачке ГОК и ЩПСК, образующих в пласте гелеобразную композицию с высокими адсорбционными свойствами. Гелеобразная композиция повышает фильтрационное сопротивление обводненных зон пласта, не разрушается при действии солей пластовых вод, устойчива при высокой температуре (150-200єС).

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке технологий увеличения нефтеотдачи пластов является использование биополимеров (БП) и биоПАВ. Преимуществами этих реагентов являются более высокая стойкость против механической, термокислотной деструкции и совместимость с высокоминерализованными пластовыми водами.

К числу новых типов водорастворимых полимеров, которые можно эффективно использовать для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся экзополисахариды, являющиеся продуктом жизнедеятельности микроорганизмов и получившие название «биополимеры». Для повышения нефтеотдачи пластов применяются очень низкие концентрации (0,07-0,005%) биополимеров в воде [46].

Ценность биополимеров – экзополисахаридов (ЭПС) – определяется большой вязкостью раствора при низкой концентрации, сочетаемостью с различными солями в широком диапазоне pH и температуры, устойчивостью к механической и окислительной деструкции, меньшей чувствительностью к действию солей и pH растворов, чем ПАА.

Биополимеры устойчивы при температурах до 100-120єС, а некоторые – даже до 150єС, что перекрывает весь температурный диапазон разрабатываемых месторождений. Они устойчивы в широком интервале изменения pH среды. Это позволяет применять их как для составления щелочных композиций, обладающих повышенными нефтевытесняющими свойствами, так и кислотных со способностью растворения карбонатных коллекторов.

Одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи является закачка биоПАВ в композиции с биополимером симусан, а также композиции на основе биополимеров, биоПАВ и др.реагентов.

В последние годы появились новые потокоотклоняющие технологии. Из них эффективно применение темпоскрина.

Закачка в пласт полимерно-гелевой системы (ПГС) [47] на основе темпоскрина через нагнетательные скважины является мощным средством повышения охвата заводнением терригенных коллекторов на поздней стадии разработки месторождений на участках со скважинами, достигшими предельной обводненности.

Темпоскрин представляет собой порошок светло-желтого цвета. Он легко смешивается с водой, образуя гидрогели. ПГС в составе содержит 0,05-0,1% темпоскрина в пресной или минерализованной воде. Закачка ПГС в пласт производится «порционно» в два-три этапа.

Закачка темпоскрина на залежи №9 вязкой нефти бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения позволила дополнительно добыть более 1130 т нефти на тонну закачанного реагента при затратах на тонну добычи в 5-10 раз меньших, чем при традиционных физико-химических МУН.

Еще более эффективным для повышения охвата заводнением является технология закачки ПГС РИТИНа, которым является реагент, специально разработанный АО «РИТЭК» для увеличения нефтеотдачи заводненных неоднородных пластов на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.

При закачке в пласт водного раствора реагент избирательно воздействует на неоднородные высокопроницаемые обводненные пласты, резко снижая подвижность в них воды, обеспечивает выравнивание фронта вытеснения нефти, изменяет фильтрационные потоки, увеличивает охват пласта заводнением, способствуя снижению обводненности добываемой нефти, увеличению ее добычи и повышению нефтеотдачи.

Реагент РИТИН – это однокомпонентная система, представляющая собой композицию полимерных веществ, модифицированных ионизирующим излучением.

Удельная эффективность достигает 2500 и более тонн нефти на тонну закачанного полимера.

Также перспективны технологии с использованием полисила. Полисил – это торговая марка химически модифицированных кремнеземов (SiO_2), которые в зависимости от способа модификации могут обладать гидрофобными, дифильными или суперфильными свойствами.

Благодаря субмикронным размерам частиц, на 2-3 порядка меньше среднего диаметра поровых каналов, полисил легко проникает в ПЗП и изменяет энергетику характеристик коллектора по воде и по нефти. Образно говоря, меняя природу полисила, можно целенаправленно регулировать фильтрационные характеристики ПЗП как по нефти, так и по воде.

Разработанные АО «РИТЭК» с использованием полисила технологии применяются для обработки ПЗП гидрофобной эмульсией «Полисил» и для селективного ограничения водопритоков добывающих скважин с применением инвертной водонефтяной эмульсии на основе «Полисил-ДФ». Последняя технология служит повышению охвата выработкой продуктивного объекта.

Научно-исследовательскими организациями РТ были разработаны технологии ограничения водопритоков и гидрофобизации ПЗП в добывающих скважинах.

Эти методы применяются достаточно широко, но по сравнению с методами по регулированию закачки воды с целью ограничения водопритоков и увеличения добычи нефти в нагнетательных скважинах имеют подчиненное значение. Особое значение в ограничении добычи воды, повышении охвата заводнением и увеличении нефтеотдачи имеют водоизоляционные работы (ВИР). Роль их в процессе разработки месторождения постепенно возрастает и на поздней стадии разработки в ряде случаев по эффективности не уступает бурению дополнительных скважин.

К селективным относятся методы, обеспечивающие избирательное снижение проницаемости лишь водонасыщенной части пласта при закачке изолирующих материалов по всей мощности эксплуатационного объекта. Методы данной группы основаны на использовании селективных свойств изоли-

рующих материалов и характера насыщенности породы. Часть из них предусматривает использование селективных изоляционных материалов, которые растворяются в нефти, но не растворяются в воде. Другая часть методов этой группы основана на применении изоляционных материалов селективного действия, образующих растворимые или нерастворимые (ни в воде, ни в нефти), закупоривающие осадки лишь в водонасыщенных интервалах.

Возможность применения селективных методов изоляции при отсутствии точных сведений об интервалах обводнения и в пластах, в которых нефтяная и обводненная части не разобщены друг от друга плотными, глинистыми породами, является существенным преимуществом методов данной группы.

В качестве изоляционных материалов применяются различные композиции (гипано-силикатная, НПХ-8500, НПХ-8700, НПХ-9630, различные гидрофобизирующие составы). Все эти композиции за счет изоляции заводненных интервалов способствуют повышению охвата залежей заводнением и могут применяться многократно, достаточно эффективно повышая охват заводнением.

В РТ были разработаны и широко применяются высокоэффективные технологии с использованием МДК «Кварц».

Разработчиком и обладателем ряда патентов на технологии с использованием ультрадисперсных материалов – модифицированные дисперсные кремнеземы (МДК) «Кварц» является ООО «Кварц».

Продукт «Кварц» представляет собой химически модифицированный кремнезем (SiO_2), полученный на уникальном оборудовании по запатентованной технологии и обладающий широким спектром свойств (от супергидрофобных до суперфильных).

МДК «Кварц» обладает следующими свойствами:

– не смачивается водой и водными растворами, включая растворы соляной кислоты, но хорошо смачивается и распределяется в углеводородных жидкостях;

– при контакте суспензии МДК в углеводородных растворителях с водной фазой и последующем их перемешивании образуются обратные эмульсии;

– порометрическими исследованиями установлено, что индивидуальные частицы реагента МДК характеризуются значительно более низкими размерами, чем размеры поровых каналов, что предопределяет возможность их проникновения в пласт и «высаживание» на поверхности пор при фильтрации.

С использованием модифицированных дисперсных кремнеземов (МДК) «Кварц» научным центром по внедрению новых технологий ООО «Кварц» разработан и запатентован ряд высокоэффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов в различных (в том числе особо сложных) геологических условиях. К ним относятся следующие технологии.

1) Технологии обработки призабойной зоны добывающих скважин суспензией МДК «Кварц».

2) Технологии глубоконаправленной солянокислотной обработки нефтесодержащих карбонатных пластов с применением МДК «Кварц».

3) Технологии увеличения охвата вытеснением заводненных пластов с использованием комплексной вязкоупругой системы нагнетания (КВУСН).

4) Технологии изоляции водопритоков (СИВ-1 и СИВ-2).

Одним из способов разработки залежей нефти в терригенных коллекторах, содержащих высоковязкую нефть, является метод, основанный на вытеснении нефти из пластов поочередной закачкой в них оторочек воды и нефти, добываемой на этом же месторождении.

Сущность метода заключается в следующем: при продвижении нефтяных оторочек в пласте за счет фильтрационных сопротивлений уменьшается подвижность всей вытесняющей среды, замедляется прорыв воды в добывающие скважины, т.е. происходит выравнивание фронта вытеснения, что позволяет повысить охват заводнением по толщине пласта и его нефтеотдачу.

Положительные результаты, полученные как при лабораторных, так и при промысловых исследованиях, дают основание предполагать, что метод чередующейся закачки воды и нефти с целью повышения коэффициента нефтеизвлечения на Ильмовском участке достаточно эффективен.

Метод перспективен для разработки залежей высоковязких нефтей в высокопроницаемых пластах достаточной мощности. Его широкое внедрение сдерживается чисто психологическими факторами: «Зачем качать в пласт уже добытую нефть?». Но метод тем не менее перспективен.

9.2.1.(2). Технологии, повышающие коэффициент нефтевытеснения.

К технологиям, работающим больше на повышение вытеснения нефти, можно отнести следующие:

– заводнение с применением водо- и маслорастворимых поверхностно-активных веществ (ПАВ);

– мицеллярно-полимерное заводнение;

– заводнение с применением смачивателей (тринатрийфосфат и др.).

Вытеснение нефти водо- и маслорастворимыми ПАВ прошло стадию НИР и ОПР в советское время. Но в рыночных условиях из-за резкого роста цен на ПАВы при одновременной низкой технологической эффективности работы по использованию ПАВ для повышения нефтеотдачи были прекращены. Однако было признано перспективным использование различных композиций с ПАВ.

Также опытно-промышленные работы в РТ не подтвердили эффективность разрекламированного в США и отечественными специалистами метода мицеллярно-полимерного заводнения.

Реальные пласты оказались более неоднородными. В результате из-за очень низкого межфазного натяжения на границе с нефтью и пластовой водой наблюдался прорыв закачиваемого раствора по высокопроницаемым участкам и направлениям. Почти полный отмыв нефти резко увеличивает фазовую проницаемость для воды за фронтом вытеснения, значительно ухудшая неблагоприятное соотношение подвижностей нефти и вытесняющих агентов, что при разработке пластов системой скважин также способствует языкообразному движению фронта вытеснения по площади пласта.

Таким образом, технологии, обеспечивающие увеличение коэффициента вытеснения нефти из-за их незначительной эффективности, которую практически даже не удается определить имеющимися методами, в настоящее время практически не применяются. Это объясняется как усложнением условий применения МУН (истощенность основных месторождений), так и низкой технико-экономической эффективностью.

9.2.1.(3). Технологии комплексного воздействия на пласт.

К ним в настоящее время относятся следующие технологии:

– закачка различных кислот в пласты (серной кислоты, сернокислотных микроэмульсий, серной кислоты и ПАВ, серной кислоты и нефти, соляной и совместно-последовательной закачки соляной и серной кислот);

– вытеснение щелочными растворами и композициями на их основе (щелочной полимер-суспензионной композиции – ЩПСК, щелочей с ПАВ и полимерами, ЩПСК с алюмохлоридом, ЩПСК с гелеобразующим компонентом – ГОК и др.).

Технологии комплексного воздействия на пласты в основе имеют сложный механизм воздействия на минералы скелета пласта и содержащиеся в нем флюиды или же они состоят из композиций различных реагентов, оказывающих воздействие как на повышение охвата пластов заводнением, так и на степень нефтевытеснения. Причем реальное воздействие на увеличение коэффициента вытеснения незначительно (скорее имеет теоретическое значение). Причина в незначительной мощности применяемых составов на отрыв пленочной нефти в реальных пластах при практически малых объемах реагентов. Особенно это отмечается в водном периоде разработки. Поэтому можно считать, что эти методы в основном также работают на охват пластов вытеснением.

Однако большинство технологий, связанных с закачкой в пласт различных кислот и щелочных растворов, обеспечивавших достаточную эффективность на ранних стадиях разработки, в современных условиях высокого обводнения залежей либо не применяются совсем, либо внедряются в ограниченных объемах. Разработка новых комплексных технологий также ведется в существенно меньших объемах, чем в советское время (за исключением ИХН СО РАН).

В последние годы ряд нефтяных компаний, особенно работающих в Западной Сибири, существенно сократили объемы внедрения физико-химических МУН. Очевидно, это объясняется, во-первых, развитием здесь физических МУН (ГРП, горизонтальные и разветвленно-горизонтальные технологии), во-вторых, незначительным их внедрением в США и Канаде. Но там по сравнению с Россией гораздо меньшее развитие получили современные гидродинамические методы воздействия. А у нас они применяются повсеместно. Поэтому снижение внедрения физико-химических МУН, очевидно, не оправдано и они имеют большие перспективы применения. Тем более, если наука создаст физико-химические МУНы новых поколений, способных не только повышать охват залежи заводнением, но и вытеснять часть остаточной нефти.

При этом немаловажное значение имеет как внедрять эти методы в промысловой практике. Работать надо по разработанной во ВНИИнефть системной технологии.

Системная технология воздействия на залежь это не технология МУН в общепринятом значении этого термина. Это скорее порядок проведения (организации) работ по повышению нефтеотдачи пластов и стимуляции скважин всеми имеющимися методами, включая гидродинамические. Работы на объектах разработки надо проводить адресно, регулярно, массированно по определенной системе. Это дает синергетический эффект и является основой рациональной разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, начиная с начальной стадии освоения, а высокопродуктивных объектов – в водном периоде эксплуатации.

Сущность ее состоит в следующем [48].

Нефтяное месторождение делится на характерные участки с учетом зональной и слоистой неоднородности, а также систем размещения скважин. Ими могут быть отдельные блоки, участки залежи между рядами нагнетательных скважин или контуром нефтеносности, зоны, отделенные от других нейтральными линиями тока, экранами, выклиниванием и т.д. Количество скважин на этих участках может быть от 2-3 до 100 и более. На каждом из выделенных участков должно поддерживаться равенство объемов закачки воды и отбора жидкости (в пластовых условиях).

Применение системной технологии при разработке нефтяных месторождений предусматривает обработку призабойных зон пласта практически одновременно как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах в пределах каждого характерного участка месторождения. Это означает, что все скважины того или иного участка должны быть обработаны в течение как можно меньшего времени, не превышающего 2-3 месяца. Реализация такого условия позволит получить наибольший технологический эффект по суммарному приросту объемов как закачки, так и добычи нефти из скважин рассматриваемого участка. Важным условием получения максимального эффекта от применения системной технологии является также сохранение равенства объемов закачки и отбора, т.е. увеличение общего объема закачки воды за счет обработок призабойных зон на линии нагнетания должно быть обеспечено приращением отбора жидкости из добывающих скважин, и, наоборот, увеличение общего объема добычи нефти за счет обработок призабойных зон пласта на линии отбора должно быть гарантировано приращением закачки воды в нагнетательные скважины.

9.2.2. Физические методы

9.2.2.(1). Гидравлический разрыв пласта.

К этим методам можно отнести имеющую длительную историю применения – метод гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Метод применяется в отечественной практике с 50-х годов, но лишь в последние годы исследователи пришли к выводу, что его следует рассматривать как элемент системы разработки низкопроницаемых коллекторов. Поэтому требуется совершенно новый подход к технологии его проведения и во многих случаях необходимо осуществлять глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который оказывает воздействие не только на призабойную зону, но и на отдаленные участки пласта, и тем самым способствует повышению нефтеотдачи.

Кроме того, метод ГРП является наиболее мощным методом ОПЗ, который способен создать в пласте искусственные каналы достаточно большой протяженностью [49,50].

Возросший в настоящее время интерес к ГРП объясняется не только эффективностью метода, но и экологической его чистотой. С этой точки зрения он более предпочтителен, чем физико-химические и часть тепловых МУН.

ГРП в России в последние годы возрождается на новой технологической и технической базе. Причина возрождения связана в основном с тем, что для многих объектов разработки с низкопроницаемыми коллекторами, особенно в районах Западной Сибири, просто отсутствуют альтернативные способы. Только ГРП позволяет интенсифицировать малопродуктивные скважины, подключая к разработке слабодренируемые зоны пласта.

9.2.2.(2). Воздействие физическими полями.

Наиболее перспективными новейшими методами считаются системы разработки с воздействием физическими полями. Эти технологии позволяют интенсивно воздействовать на невырабатываемые и застойные зоны пластов. Они увеличивают продуктивность скважин за счет увеличения полноты капиллярного вытеснения нефти водой, вовлечения в разработку тупиковых, застойных и недренируемых участков коллектора в результате образования микротрещин и изменения структуры порового пространства.

Кроме того, эти методы могут способствовать изменению реологических свойств насыщающих флюидов и уменьшению обводненности продукции, а при непрерывном волновом воздействии на продуктивный пласт замедляется или полностью приостанавливается процесс его запарафинивания и кольматации.

Акустические волны и кавитационные эффекты в призабойной зоне пласта приводят к разрушению поверхностного слоя стенки призабойной зоны скважины, очистке закупоренных поровых каналов продуктивного пласта. Депрессионное воздействие активизирует возникновение кавитации, ускоряет приток пластовой жидкости (нефти) в скважину, способствует удалению различных кольматантов из поровых каналов. Кроме того, акустическое поле существенно влияет на снижение вязкости пластового флюида, а одновременное создание депрессии увеличивает его приток в скважину.

Широкое применение в промысловой практике нашли такие волновые методы, как гидроакустическое, сейсмоакустическое, акустохимическое, электромагнитное воздействие [51-54].

9.2.2.(3). Системы разработки с горизонтальными (ГС) и разветвленно-горизонтальными скважинами (РГС).

Сегодня большинство исследователей считают наиболее рациональным направлением улучшения использования трудноизвлекаемых запасов – переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением ГС и РГС, которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.

ГС особенно эффективны: 1) при разработке трещиноватых коллекторов с высокой горизонтальной проницаемостью; 2) при освоении залежей углеводородного сырья с ограниченной площадью для установки бурового оборудования; 3) для повышения нефтеотдачи пластов при доразработке месторождений на поздней стадии эксплуатации; 4) при разработке продуктивных коллекторов в условиях интенсивного образования газового и водного конусов; 5) локальных залежей углеводородного сырья и др.

Горизонтальные стволы, проходя по продуктивному пласту на сотню метров, а в отдельных случаях несколько сотен метров, могут вскрыть в неоднородном пласте участки трещиноватых зон с повышенной проницаемостью, что позволит получить по этим скважинам дебиты в несколько раз выше, чем по вертикальным. Следовательно, повышается степень охвата пласта дренированием, возникает возможность увеличить воздействие рабочим агентом.

Появляется возможность разбуривать газонефтяные залежи с обширными подгазовыми зонами и водонефтяные залежи значительно меньшим числом скважин и разрабатывать эти объекты при минимальных депрессиях.

Мировой и отечественный опыт проводки горизонтальных скважин свидетельствует о том, что их применение позволяет значительно улучшить текущие технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов, а в ряде случаев перевести забалансовые запасы нефти в балансовые: в частности, темпы отбора нефти для систем ГС по сравнению с системами вертикальных скважин (ВС) повышаются в 3-5 раз, увеличиваются дебиты скважин, сокращаются сроки разработки [55-60].

При применении технологии разработки нефтяных месторождений с использованием ГС можно достичь стабильного коэффициента нефтеизвлечения, равного 60-80%.

В технологических схемах разработки 45 месторождений Татарстана рассмотрены варианты с использованием ГС, предложено бурение около 1600 добывающих и 190 нагнетательных горизонтальных скважин. Подавляющее количество скважин предусмотрено на башкирские и турнейские отложения.

В последние годы в связи с прогрессом в бурении скважин стали широко применяться методы повышения эффективности работы старого фонда скважин. Работы ведутся в следующих направлениях:

– углубление забоев скважин с целью вскрытия нижележащих нефтяных пластов в малодебитных или отработанных по основному объекту скважинах;

– забуривание вторых стволов в малодебитных или аварийных скважинах;

– бурение горизонтальных стволов из ранее пробуренных малодебитных или обводненных скважин по направлению улучшения коллекторских свойств пластов и увеличению нефтесодержания в них.

Данные методы позволяют существенно (в 2-10 раз) повысить дебиты скважин при сравнительно меньших затратах, чем на бурение новых скважин.

Это направление для старых нефтедобывающих районов наиболее перспективно. Для его развития имеются все необходимые условия: большой фонд пробуренных скважин, отработанность основных пластов в пробуренном фонде скважин, наличие большого числа невыработанных пластов как в основном эксплуатационном объекте, так особенно в вышележащих отложениях. Это позволяет забуривать горизонтальные стволы в различных частях разреза. Здесь могут буриться не только горизонтальные, но и горизонтально-разветвленные стволы.

9.2.3. Тепловые МУН

Тепловые МУН по общепринятым критериям перспективны для разработки залежей высоковязких нефтей в терригенных коллекторах. К ним относятся паротепловое воздействие на пласт (ПТВ), пароциклические термические обработки призабойных зон в добывающих скважинах (ПТОС), внутрипластовое горение (ВГ), вытеснение нефти горячей водой и комбинированные технологии теплового воздействия [33,61].

9.2.3.(1).Паротепловое воздействие на пласт (ПТВ).

Наиболее перспективными являются методы паротеплового воздействия.

Традиционный способ паротеплового воздействия на нефтяной пласт представляет собой закачку расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее продвижение ее по пласту в сторону добывающих скважин закачиваемой ненагретой водой (рис.9.18).

Механизм извлечения нефти из пласта при нагнетании в него горячего рабочего агента основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу (рис.9.19).

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счет снижения вязкости нефти, что способствует улучшению охвата пласта воздействием; путем расширения нефти, перегонки ее паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения.

А -закачка кислоты в интервал продуктивного пласта
Б -промывка продуктов реакции
В- повторная закачка кислоты в интервал продуктивного пласта
Рис. 9.15. Схема технологии кислотной обработки карбонатного пласта способом создания каверн – накопителей нефти – ИКНН
А -Блокирование дренированной (работающей) зоны пласта
Б -Воздействие кислотой на неработающую зону пласта
Условные обозначения:
Карбонатный пласт
высокопроницаемая зона
низкопроницаемая зона
промывочная жидкость
продукты реакции
соляная кислота
кислотная инвертная (меловая) эмульсия
кислота с замедленной скоростью реакции
блокирующий состав
Рис.9.16. Схема технологии направленной (селективной) кислотной обработки карбонатного пласта – НСКО
А - закачка и продавка в пласт кислотной инвертной эмульсии
Б - закачка и продавка в пласт кислоты с замедленной скоростью
Рис. 9.17. Схема технологии глубокой кислотной обработки карбонатов - ГСКО

Рис. 9.18. Схема непрерывного нагнетания пара:

1 – температура, *2* – нефтенасыщенность

Рис. 9.19. Зависимость нефтеотдачи от различных факторов при паротепловом воздействии:

1 – режим истощения при естественной температуре, *2* – снижение вязкости, *3* – термическое расширение, *4* – дистилляция, *5* – газонапорный режим, *6* – изменение подвижности

Снижение вязкости нефти при ее подогреве ведет к увеличению коэффициента подвижности нефти, что оказывает существенное влияние на коэффициент охвата пласта вытесняющим агентом как по толщине пласта, так и по площади.

В процессе закачки пара нефть в зависимости от состава может расширяться, за счет чего появляется дополнительная энергия для вытеснения пластовых жидкостей.

Процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт. По мере продвижения через пласт пар нагревает породу и содержащуюся в нем нефть и вытесняет ее по направлению к добывающим скважинам.

При выборе объекта для ПТВ необходимо иметь в виду, что нефтенасыщенная толщина пласта не должна быть менее 6 м. При меньшей толщине процесс вытеснения нефти паром становится неэкономичным из-за больших потерь теплоты через кровлю и подошву залежи.

Глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м из-за потерь теплоты в стволе скважины, которые примерно достигают 3% на каждые 100 м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности колонн. Проницаемость пласта не должна быть менее 0,1 мкм^2, а темп вытеснения нефти должен быть достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подошву залежи.

Общие потери теплоты в стволе скважины и в пласте не должны превышать 50% от поступившей на устье скважины. В противном случае процесс ПТВ будет неэффективен.

Существуют различные технологические схемы ввода в пласт теплоносителя (пара) для подогрева пласта и содержащихся в нем флюидов: циклическая, блочно-циклическая, импульсно-дозированная, площадная, или рядная [62-65].

9.2.3.(2). Пароциклические термические обработки скважины (ПТОС).

Циклическая парообработка призабойной зоны в добывающей скважине преследует цель прогрева ограниченной площади пласта, способствующего снижению вязкости нефти, тепловому расширению скелета пласта и пластовых флюидов,

Рис. 9.20.Схема трех последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины:

1 – нагнетание пара, *2* – время паропропитки, *3* – добыча нефти, I, II, III – номера циклов

активизации режима растворенного газа, увеличению пластового давления, изменению смачиваемости горных пород, направленного на увеличение продуктивности скважин.

Физическая сущность ПТОС заключается в последовательной реализации трех операций (рис.9.20):

– закачки определенного объема теплоносителя в призабойную зону пласта через добывающую скважину. В течение всего периода нагнетания в пласт пара происходит нагревание скелета пласта, содержащейся в нем нефти, окружающих пород, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне;

– закрытия скважины на «паропропитку» для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. Снижение температуры и давления способствует конденсации пара. При снижении давления в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. В низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой;

– отбора жидкостей из пласта.

Эти операции составляют один цикл.

Эффективность паротепловых обработок обусловлена действием ряда факторов. Повышение температуры пласта приводит к снижению вязкости нефти, уменьшению межфазного натяжения и адсорбции активных компонентов нефти. В результате растворения парафиносмолистых отложений происходят очистка призабойной зоны и восстановление ее первоначальных фильтрационных свойств.

При циклических паротепловых обработках в условиях высокой степени неоднородности коллекторов особое значение приобретает активизация процессов капиллярного впитывания конденсата в поры нефтенасыщенных малопроницаемых блоков [2,33].

9.2.3.(3). Внутрипластовое горение (ВГ).

Процесс внутрипластового горения – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее химическое превращение, сопровождающееся выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа·с.

Диапазон применения ВГ очень широк: на неглубоко залегающих месторождениях и на значительных глубинах [33,61].

Процесс ВГ начинается с поджога некоторого количества нефти обычно с помощью забойного нагревающего устройства. Горение поддерживается закачиваемым через нагнетательную скважину воздухом. Возможны и другие комбинации: кислород, вода и воздух; вода и кислород. Кислород соединяется с топливом (нефтью), образуя CO_2 и воду с выделением тепла. Температура и профиль насыщения флюидами в пласте развиваются согласно зонам.

Процесс ВГ применяется в двух модификациях – прямоточный и противоточный.

Прямоточный процесс ВГ включает выжженную зону, содержащую воздух; зону горения, содержащую кокс; многофазную зону, содержащую пар, газы, воду, легкие углеводороды; зону конденсации или трехфазную зону, содержащую газы, нефть, воду; зону нефтяного вала, содержащую нефть и газ; зону пласта, не охваченную воздействием (рис.9.21).

Противоточное горение представляет собой процесс, при котором воздух первоначально нагнетается в добывающую скважину с целью осуществления процесса горения. После продвижения фронта горения на определенное расстояние добывающую скважину пускают в эксплуатацию, а воздух для

Рис. 9.21. Схема процесса прямоточного внутрипластового горения:

а – температурные зоны в пласте; *б* – зоны распространения процесса; *1, 2* – нагнетательная и добывающая скважины; *3, 4, 7, 8* – зоны: соответственно выжженная, испарения, конденсации и пара; *5* – легкие углеводороды; *6* – нефтяной вал; *9* – фронт горения

Рис. 9.22. Схема процесса противоточного горения: а, б – I и II этапы соответственно:

1 – нефтенасыщающий пласт, *2* – зона горения, *3* – выжженная зона; *4* – нефтяной пласт, насыщенный воздухом; *5* – выжженная зона, через которую нефть и газы горения фильтруются в добывающую скважину

поддержания горения закачивают в нагнетательную скважину (рис.9.22).

Процесс внутрипластового горения сочетает все преимущества термических методов – вытеснение нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящего в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу.

Внутрипластовое горение может проявляться в трех разновидностях: сухое (СВГ), влажное (ВВГ) и сверхвлажное (СВВГ).

Метод внутрипластового горения позволяет достичь высокой нефтеотдачи (до 40-60%). Но техническая недоработанность, несоответствие требованиям экологической безопасности, отсутствие достаточно эффективных методов контроля и регулирования процессов выработки пластов не позволяют рекомендовать этот метод для широкого применения в отрасли.

9.2.3.(4). Вытеснение нефти горячей водой.

Это также тепловой процесс воздействия на нефтяную залежь путем закачки в нее горячей воды.

Технология нагнетания в пласт нагретой воды мало чем отличается от технологии обычного заводнения. Однако эффективность вытеснения нефти нагретой водой ниже эффективности ее вытеснения водяным паром. Более того, энтальпия нагретой воды ниже энтальпии водяного пара. И, наконец, процесс нагнетания нагретой воды менее устойчив, чем процесс нагнетания пара. Поэтому использовать процесс термозаводнения рекомендуется в тех случаях, когда нагнетание пара неприемлемо (например, если в пласте присутствует глина, разбухающая в пресной воде). Нагнетание горячей воды может быть предпочтительнее нагнетания пара и при разработке глубокозалегающих пластов, когда теплоноситель должен подаваться под большим давлением, при росте которого в определенном интервале температур происходит снижение энтальпии пароводяной смеси. Кроме того, можно использовать воду, температура которой ниже температуры насыщения, что позволяет воздействовать на больший объем пласта при нагнетании в него того же количества теплоты.

9.2.3.(5). Комбинированные технологии теплового воздействия.

К способам комбинированного теплового воздействия относятся технологии, сочетающие различные методы влияния на неоднородные пласты, содержащие высоковязкие нефти, которые гарантируют максимальное извлечение нефти при оптимальном использовании теплового эффекта и других составных методов воздействия с учетом конкретных условий объекта.

Комбинированные технологии теплового воздействия на пласт направлены на увеличение охвата пласта воздействием, а следовательно, на повышение нефтеотдачи. В основном это применение тепловых оторочек из различных загустителей (полимеров, пенных систем, щелочи и др.), позволяющих повысить нефтеотдачу до 60% и более.

Сочетание внутрипластового горения с закачкой в пласт пенных систем приводит к выравниванию фронта горения и охвату им практически всей толщины нефтенасыщенного пласта. Пенообразующие ПАВ закачиваются в выжженную зону пласта.

Существенно можно увеличить нефтеотдачу путем улучшения соотношения подвижностей нефти и воды, т.е. уменьшить вязкость нефти или увеличить вязкость воды, либо одновременно улучшить оба фактора. Этому способствует технология термополимерного воздействия на пласт. Технология предназначена для применения на залежах высоковязких нефтей, содержащихся в терригенных неоднородных пластах, и направлена на повышение нефтеотдачи. Процесс обеспечивает выравнивание фильтрационных сопротивлений разнопроницаемых слоев, увеличивает период безводной добычи нефти, снижает темп обводнения продукции добывающих скважин и в итоге повышает нефтеотдачу пластов.

9.2.4. Газовые и водогазовые методы

9.2.4.(1).Воздействие газом высокого давления.

Газовые методы наиболее эффективны для разработки залежей, представленных низкопроницаемыми коллекторами. Их применение позволяет увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 10-15 пунктов по сравнению с традиционными методами разработки нефтяных месторождений.

Из газовых методов применяются воздействие на пласт газами высокого давления (углеводородным газом, азотом, дымовыми газами). Метод воздействия углеводородным газом не нашел широкого применения в отрасли. Он реализуется на Самотлорском месторождении в Западной Сибири, месторождении Озек-Саут АО «Ставропольнефтегаз», на нескольких рифовых залежах в Башкортостане.

Однако из-за возросшего в последнее время дефицита углеводородного газа возникают трудности с его использованием для закачки. В этом случае потенциальным агентом может оказаться азот (или дымовые газы, основной составной частью которых является азот). Эффективности процесса вытеснения нефтей азотом может способствовать возможность создавать в глубоких залежах высокие давления нагнетания, а также содержание в пластовых нефтях легких углеводородных компонентов – метана и его гомологов, благоприятствующих реализации процесса смешивающегося вытеснения.

Наиболее эффективным из газовых МУН является закачка в пласт двуокиси углерода.

Этот метод широко применяется в США и в единичных случаях в России.

Двуокись углерода, закачиваемая в нефтенасыщенный пласт, растворяется в пластовой воде и нефти, причем в воде значительно лучше углеводородных газов.

При растворении CO_2 в воде вязкость последней повышается незначительно. Так, при массовом содержании в воде 3-5% двуокиси углерода вязкость воды увеличивается лишь на 20-30%. При этом в воде образуется угольная кислота, которая растворяет некоторые виды цемента и породы пласта, вследствие чего повышается проницаемость последнего. По лабораторным данным «БашНИПИнефть», проницаемость песчаников при этом увеличивается на 5-15%, а доломитов – на 6-75%.

Двуокись углерода растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому она переходит из водного раствора в нефть, при этом величина межфазного натяжения между CO_2 и нефтью значительно понижается. Вследствие этого CO_2 отмывает пленочную нефть, покрывающую зерна породы, и капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах, увеличивая тем самым фазовую проницаемость по нефти.

Вязкость нефти при растворении в ней CO_2 уменьшается, а объем значительно увеличивается (в 1,5-1,7 раза), т.е. происходит набухание нефти.

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти и нагнетаемой CO_2 последние будут

неограниченно смешиваться друг с другом, т.е. в пласте образуется однофазная смесь.

При этом CO_2 будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающее вытеснение). При давлении в пласте ниже давления смесимости CO_2 частично растворяется в нефтяной фазе, улучшая ее фильтрационные характеристики, а легкие фракции нефти переходят в CO_2, т.е. в пласте присутствуют две фазы: газообразная CO_2 с содержанием легких фракций нефти и нефть без легких фракций. В зоне, промытой двуокисью углерода, остаточная нефть представляет собой тяжелый нефтяной остаток (асфальтены, парафины).

Увеличение объема нефти вследствие растворения в ней CO_2, уменьшение вязкости нефти и одновременно с этим увеличение вязкости воды – основные факторы, определяющие эффективность применения CO_2 при извлечении нефти из заводненных пластов.

9.2.4.(2). Водогазовое воздействие.

Метод водогазового воздействия на пласт успешно сочетает в себе преимущества закачки газа и обычного заводнения. Этот метод наиболее изучен, имеется апробированная и достаточно надежная технология его применения. Немаловажное значение имеет то обстоятельство, что при водогазовом воздействии расходуется меньше свободного и попутного нефтяного газа по сравнению с методом закачки газа высокого давления.

В Западной Сибири имеются огромные запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам, на которых возможно эффективное применение водогазового воздействия.

Применение периодической закачки газа и воды в лабораторных условиях позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 10-20% по сравнению с закачкой технической воды. Вытеснение нефти периодической закачкой газа и воды может стать достаточно эффективным методом увеличения нефтеотдачи пластов как в начале разработки, так и после их обводнения.

9.2.4.(3). Метод смешивающегося вытеснения.

Сущность метода заключается в том, что в пласте создается оторочка растворителя, которая проталкивается более дешевым агентом. В качестве агента применяют сухой или жирный газ.

Смешиваемость нагнетаемого и вытесняемого флюидов предполагает полную взаимную растворимость пластовой нефти и нагнетаемого агента. При этом отсутствует граница раздела фаз и в каждом сечении пласта реализуется поток однородного флюида. Такой характер вытеснения при взаимной растворимости фильтрующихся агентов способствует практически полному вымыванию нефти из охваченных процессом участков пласта, что обусловливает увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи. В качестве вытесняющих агентов, смешивающихся с нефтью, наибольшее распространение получили и газ высокого давления, и углеводородные растворители.

Важное свойство процессов смешивающегося вытеснения – теоретическая способность газа под высоким давлением и углеводородных растворителей вытеснять нефть из коллекторов с низкой проницаемостью, а также отсутствие влияния пористости и проницаемости на эффективность процесса смешивающегося вытеснения. Это позволяет широко использовать рассматриваемый метод в условиях глубокозалегающих слабопроницаемых пластов, где заводнение неэффективно, а в ряде случаев и практически неосуществимо. Малая вязкость и большая подвижность газа способствуют высоким темпам нагнетания и отбора нефти даже при низкой проницаемости коллектора.

Опытные работы по осуществлению процесса смешивающегося вытеснения на участке Миннибаевской площади были начаты с 1964г. Процесс смешивающегося вытеснения на опытном участке проводился с целью выработки слабопроницаемых пластов и повышения нефтеотдачи, изучения возможности подземного хранения растворителей и излишков сухого газа непосредственно в нефтяном пласте.

Промысловый опыт показал, что из-за неблагоприятного соотношения вязкостей пластовой нефти, растворителя и газа (вязкость пластовой нефти 3,5 мПа·с, растворителя 0,15-0,2, нагнетаемого газа 0,03-0,04 мПа·с) процесс весьма неустойчив, особенно при закачке газа.

Опытные работы по смешивающемуся вытеснению показали сложность их проведения, высокую стоимость и низкую эффективность. По нашим подсчетам, при закачке растворителя в количестве одного порового объема до прорыва газа и отключения в связи с этим добывающих скважин по опытному участку нефтеотдача составила всего около 19%, что существенно ниже, чем при применении заводнения обычной водой [66].

9.2.5. Микробиологические МУН

Идея использования бактерий с целью вытеснения нефти из пористых сред была высказана еще в 1926 г. Бекманом. Зарубежные исследователи установили, что микроорганизмы пласта продуцируют газы и поверхностно-активные вещества, которые улучшают подвижность нефти. Кроме того, эти микроорганизмы способны утилизировать различные углеводороды нефти. Некоторые авторы показали биодеградацию парафиновых соединений нефти до п-алканов. При этом могут образовываться органические кислоты, альдегиды, кетоны, перекиси, в основном водорастворимые, большинство продуктов процесса биодеградации окислительного характера.

Микробиологические методы в мире пока применяются в опытно-промышленном масштабе. Однако работы, проведенные в Татарстане за последние 20 лет, свидетельствуют о широких возможностях метода для выработки трудноизвлекаемых запасов и остаточных (после заводнения) нефтей. Эти методы применяются в двух модификациях: наиболее распространенной мелассной технологии и отечественной технологии активации пластовой микрофлоры. По первой технологии основным источником питания для бактерий является меласса в концентрации 2-4%.

Наиболее эффективными для внутрипластового брожения мелассы оказываются микроорганизмы рода Клостридиум. Они характеризуются интенсивным процессом брожения, в процессе которого генерируются органические кислоты, спирты, ПАВ, а также CO_2 и H_2. Эти вещества воздействуют на:

– пористость и проницаемость коллекторской породы путем растворения кислотами;

– вязкость нефти, снижая ее при растворении газов;

– отмыв нефти водой с растворенными в ней биоПАВ;

– увеличение локального перепада давления в системе трещина-матрица за счет внутрипластовой генерации газа;

– интенсивность капиллярной пропитки за счет генерации биоПАВ.

Опытно-промышленные работы по данной технологии проводились на залежи среднего карбона Ромашкинского месторождения.

Для реализации метода мелассного воздействия используется культура микроорганизмов Клостридиум штамм R_4, нарабатываемая в передвижном ферментере и закачиваемая вместе с мелассным раствором в циклическом режиме в нагнетательную скважину.

Экспериментальные работы доказали принципиальную возможность повышения нефтеотдачи в весьма неоднородных карбонатных коллекторах сложного строения и при высокой минерализации пластовой воды при применении мелассной технологии. Но экономика процесса оказалась неблагоприятной.

Более простой в реализации и экономичной является технология активизации пластовой микрофлоры, созданная сотрудниками Института микробиологии Академии наук России с участием специалистов-нефтяников Татарстана.

Технология заключается в циклической закачке малых объемов аэрированных растворов минеральных солей в нефтяные коллекторы. Активность микрофлоры (как аэробной, так и анаэробной) резко возрастала в призабойной зоне нагнетательной скважины. Установлено, что микробиологические процессы проходят в два этапа.

Первый этап включает активацию аэробных процессов: окисление нефтяных органических соединений, которое ведет к формированию таких нефтевытесняющих реагентов, как органические кислоты, спирты, ПАВ, полисахариды и углекислоты.

На втором (анаэробном) этапе в основном генерируются газы, в том числе метан, карбоновые кислоты. В результате метаболизма некоторых пластовых микроорганизмов вида Bacillus, Pseudomonas, Clostridium в микромоделях пласта отмечалось эмульгирование нефти на границе нефть-минерализованная вода-порода. Генерация биогаза увеличивала давление в модели, и остаточная нефтенасыщенность снижалась на 9,24%. Эти особенности механизма действия метода лежат в основе процесса увеличения нефтеотдачи пласта.

Проведенные на Ромашкинском месторождении работы по микробиологическому воздействию показали высокую эффективность метода.

Сдерживающим фактором для более широкого применения метода является необходимая закачка в пласт пресных или слабоминерализованных вод. В то время как в настоящее время основные объемы закачки в пласт составляют сточные воды с минерализацией 60-100 г/литр и выше. Однако это препятствие практически преодолено, и современные технологии позволяют расширить диапазон условий для внедрения метода и на участки, где производится закачка сточных вод.

9.2.6. Рудничные методы добычи нефти

Для извлечения высоковязких нефтей и битумов получает распространение шахтный способ разработки месторождений, значительно повышающий конечную нефтеотдачу пластов.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция Коми Республики представляет собой единственный в стране район, где уже длительное время (с 1939г.) ведется добыча тяжелой высоковязкой нефти шахтным способом на Ярегском месторождении. Из существующих трех нефтяных шахт с начала разработки добыто 16,0 млн.т. нефти, в т.ч. за счет термошахтного способа – 8,3 млн.т.

Технология термошахтной добычи нефти сочетает в себе преимущество шахтного способа – высокую плотность сетки скважин – с паротепловым воздействием на пласт в условиях нефтяных шахт. Эта принципиально новая технология добычи нефти была научно обоснована, создана, испытана и впервые в мировой практике внедрена в промышленности на Ярегском нефтяном месторождении с 1968г. совместными работами ВНИИ, нефтешахтного управления Яреганефть, ПО «Коминефть» и ПечорНИПИнефть.

Высокие показатели разработки обеспечиваются за счет сосредоточения в продуктивном пласте или в непосредственной близости от него основных технологических процессов, включающих использование наиболее совершенных по характеру вскрытия горизонтальных, пологонаклонных и восстающих скважин большой протяженности (до 300 м), применение плотных сеток размещения нагнетательных и добывающих скважин, закачку в пласт теплоносителя (пара и попутно добываемой горячей воды).

Применение способа термошахтной разработки позволило повысить нефтеотдачу по пласту с вязкостью нефти 12000-15300 мПа·с, снизив ее до 50 мПа·с, т.е. до уровня, полученного при разработке месторождений с нефтями средней вязкости традиционными методами (с заводнением).

На отдельных участках Ярегского месторождения, находящихся в завершающей стадии разработки, благодаря применению технологии термошахтной добычи нефти достигнута нефтеотдача 50-60%.

В настоящее время планируется разработать и испытать новую технологию повышения нефтеотдачи пластов месторождений высоковязких нефтей и природных битумов – подземно-поверхностную систему термошахтной разработки. Эта технология является эффективной и экологически безопасной для окружающей среды.

На основании проведенных исследований наиболее перспективными для шахтной разработки природных битумов и высоковязкой нефти являются территории Татарстана, Архангельской области и Республики Коми.

Открытый способ разработки (карьером) возможен как один из вариантов добычи природных битумов, залегающих до глубины 50 м. Но при данном способе возникает целый комплекс экологических вопросов, которые являются существенными. При открытой разработке нарушаются гидродинамические процессы, происходящие в подземных водоносных горизонтах. При этом большая часть территории вокруг карьера превращается в пустыню, так как растительный мир погибает от нехватки воды, которая вся уходит в карьер. Подземный способ разработки является предпочтительнее открытого.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2003. – 596с.

2. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985.

3. *Муслимов Р.Х.* Планирование дополнительной добычи и оценка нефтеотдачи пластов. Казань: Изд-во КГУ, 1999.

4. *Гиматудинов Ш.К.* Проектирование моделей нефтеотдачи коллекторов. – М.: Недра, 1970.- 120с.

5. Справочная книга по добыче нефти / под ред.Гиматудинова Ш.К.– М., 1974. – С.420-445.

6. *Баймухаметов К.С., Еникеев В.Р., Сыртланов А.Ш., Якупов Ф.М.* Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения. Уфа, 1993.

7. *Лысенко В.Д.* Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1991.

8. *Лысенко В.Д.* Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1991.

9. *Баймухаметов К.С.* Геологические принципы выделения эксплуатационных объектов в многопластовых терригенных толщах месторождений Башкирии // Геологическое строение многопластовых объектов месторождений нефти Башкирии и их разработка. – Уфа, 1985. – С.165-175.

10. *Щелкачев В.Н.* Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004.

11. *Щелкачев В.Н.* Анализ разработки нефтяных месторождений США // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер.:Нефтепромысловое дело. Вып.13. – М., 1982. – 39с.

12. *Хисамов Р.С.* Высокоэффективные технологии освоения нефтяных месторождений. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 628с.

13. *Овнатанов С.Г., Карапетов К.А.* О сроках разработки залежей в связи с применением форсированного отбора жидкости. / Нефт. хоз-во, 1966, №7.

14. *Шустеф И.Н., Стадников Н.Е.* Применение ФОЖ на месторождениях с разной геолого-промысловой характеристикой / Нефт. хоз-во, 1980, № 12.

15. *Хисамов Р.С.* Анализ эффективности форсированного отбора жидкости на Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения/ Нефт. хоз-во, 1993, №7.

16. *Шеметилло В.Г., Мосунов А.Ю., Афанасьев В.А. и др.* Форсированный отбор жидкости как метод повышения нефтеотдачи гранулярных коллекторов // Нефтяное хоз-во, 2004, №2. – С.54-58.

17. *Казаков А.А.* Пути повышения эффективности форсированного отбора жидкости // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1988. – Вып.6. – С.25-43.

18. *Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г.* Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. – В 2-х т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.

19. *Муслимов Р.Х. и др.* Эффективность повышения давления нагнетания при внутриконтурном заводнении // Интенсификация разработки нефтяных месторождений. – Казань: Таткнигоиздат, 1968.

20. *Орлинский Б.М., Князев СВ., Лысенко В.Д. и др.* Регулирование процесса разработки многопластовых залежей нефти с подошвенной водой // Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей. Материалы выездной сессии. – М.: Наука, 1976.

21. *Муслимов Р.Х.* Некоторые особенности выработки неоднородных пластов многопластового эксплуатируемого объекта при совместной разработке путем внутриконтурного заводнения // Нефтепромысловое дело. – 1976. – №8.

22. *Валиханов А.В., Мухарский Э.Д., Муслимов Р.Х. и др.* Разработка малопродуктивных коллекторов. – Казань: Таткнигоиздат. – 1970.

23. *Сахипгареев Р.С, Славин В.И.* Необратимые деформации горных пород при испытании скважин // Геология нефти и газа. – 1991. – №5.

24. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688с.

25. *Муслимов Р.Х.* Развитие принципов и методов промыслового и геофизического контроля разработки крупных многопластовых месторождений платформенного типа (на примере Ромашкинского месторождения) // Сб. трудов межд. симпоз.'96 по ГИС в процессе разработки нефтяных месторождений с заводнением, Китай, 1996.

26. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г.* Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат.-1989.

27. *Викторин В.Д., Лыков Н.А.* Разработка нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1982.

28. *Сургучев М.Л.* Завершение скважин – состояние, их проблемы. Тр. ВНИИ, вып. 94. М.: Недра, 1986.

29. *Выжигин Г.Б.* Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на продуктивность. / Нефтяное хозяйство, 1985, № 5.

30. *Галеев Р.Г., Муслимов Р.Х., Юсупов И.Г.* Состояние и перспективы вскрытия и освоения низкопродуктивных коллекторов на месторождениях АО «Татнефть». Тез. докл. на семинаре «Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин». Уфа, УГНТУ, 1997.

31. *Амиян В.А, Васильева Н.П., Джавадян А.А.* Повышение нефтегазоотдачи пластов путем совершенствования их вскрытия и освоения. Обзорн. Информация. Сер.Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1997.

32. *Орлов Г.А., Рылов Н.И., Давыдова А.И.* Разработка и совершенствование жидкостей глушения на углеводородной основе. Тр. ТатНИПИнефть, 1980, № 43.

33. *Кудинов В.И., Сучков Б.М.* Новые технологии повышения добычи нефти. – Самарское книжное издательство, 1998.

34. *Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 392с.

35. *Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Хасаев А.М., Гусев В.И.* Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1986. – 381с.

36. *Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Жданов С.А. и др.* Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 1979, №4, с.29-34.

37. Капиллярные явления и нефтеотдача / М.Т.Абасов, Н.Д.Таиров, Д.М.Везиров и др. // Баку, 1987, 148с.

38. *Крылов А.П.* О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее изучением // Нефтяное хозяйство, 1974, 304 с.

39. *Мархасин И.Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 215с.

40. *Мирзаджанзаде А.Х., Максутов Ф.Г., Нигматуллин Р.И. и др.* Теория и практика применения неравновесных систем в нефтегазодобыче. – Баку, 1985. – 263с.

41. *Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф.* О повышении нефтеотдачи нефтяных пластов // Нефтяное хозяйство, 1988, №10. – С.25-29.

42. *Сулима С.А., Сонич В.П., Мишарин В.А. и др.* Потокоотклоняющие технологии – основной метод регулирования разработки высокозаводненных залежей // Нефтяное хозяйство, 2004, №2. – С.44-50.

43. *Газизов А.Ш., Газизов А.А.* Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения воды в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285с.

44. *Газизов А.А.* Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 639с.

45. *Романов Г.В., Лебедев Н.А., Чендарев В.В.* Технологии СНПХ для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти (результаты и перспективы) // Труды науч-практ. конф. «Нефть, газ. Нефтехимия-2001». Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов - теория и практика их применения. – Т.1. – Казань, 2002. – С.69-95.

46. *Булавин В.Д., Краснопевцева Н.В.* Технологический комплекс для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на основе отечественного биополимера // Нефтяное хозяйство, 2002. – №4. – С.116-117.

47. *Хисамов Р.С., Яковлев С.А.. Валеева Г.Х. и др.* Анализ технико-экономической эффективности закачки реагента «темпоскрин»

на Ромашкинском месторождении // Труды науч-практ. конф. «Нефть, газ. Нефтехимия-2001». Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов - теория и практика их применения. – Т.1. – Казань, 2002. – С.288-292.

48. *Гумерский Х.Х., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Петраков А.М.* Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия // Нефтяное хоз-во, 2000. – №12.

49. *Блажевич В.А.* Практическое руководство по гидравлическому разрыву пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1961.

50. *Константинов С.В., Гусев В.И.* Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом / Обзорная информация ВНИИОЭНГ. Серия «Нефтепромысловое дело». – М., 1985.

51. *Ганиев Р.Ф.* Проблемы и перспективы волнового машиностроения и волновой технологии в топливно-энергетическом комплексе // Передовые технологии на пороге XXI века. М.: НИЦ Инженер, 1998.

52. *Симкин Э.М., Погосян А.Б., Лопухов Г.П.* Вибросейсмический метод воздействия на обводненные нефтяные пласты. Результаты экспериментальных и промысловых исследований // Фундаментальные и поисковые исследования механизма вытеснения нефтей различными агентами и создание технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – С.105-112.

53. *Симонов Б.Ф., Сердюков С.В., Чередников Е.Н. и др.* Результаты опытно-промысловых работ по повышению нефтеотдачи вибросейсмическим методом // Нефтяное хоз-во, 1996. – №5. – С.48-52.

54. Методическое руководство по определению технологической эффективности сейсмоакустического воздействия на месторождениях АО «Татнефть». РД 39-05753419-01-95. Альметьевск, 1995.

55. *Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х.* Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения // Матер. совещ. Альметьевск, сентябрь 1995г. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С.242-254.

56. *Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Тюрин В.В.* Перспективы дальнейшего развития горизонтальных технологий в Татарстане /Техника и технология добычи нефти на современном этапе//Сб.докладов научно-практической конференции. Альметьевск, 14-15 мая 1998г.

57. *Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Рамазанов Р.Г.* Геолого-промысловые и технологические критерии повышения нефтеизвлечения из сложнопостроенных терригенных коллекторов за счет бурения горизонтальных скважин и зарезки вторых стволов // Применение новых технологий бурения горизонтальных стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Матер. всеросс. конф. Ижевск, 29-30 октября, 1997г. – Ижевск, 1997. С.69-79.

58. *Ерохин В.П., Щавелев Н.Л., Рассадников В.И.* Развитие техники и технологий строительства скважин ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство, 2004, №2. – С.74-79.

59. *Асмоловский В.С., Василенко В.Ф., Викторов П.Ф. и др.* Теория и практика выбора объектов для разработки горизонтальными скважинами и основные итоги их эксплуатации на месторождениях Башкортостана // Докл. на всерос. совещании 5-8 сентября 1995г. Альметьевск. – Альметьевск, 1996.

60. *Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Сучков Б.М.* Горизонтальное бурение и зарезка боковых горизонтальных стволов в нерентабельных скважинах ОАО «Удмуртнефть» // Нефтяное хозяйство, 1997. – №5. – С.17-20.

61. *Аржанов Ф.Г., Гарушев А.Р. и др.* Термические воздействия на нефтяные пласты: Справочное пособие. – М.: Недра, 1995.

62. *Кудинов В.И., Брахин Г.В., Зубов Н.В. и др.* Основные направления научно-технического прогресса в разработке месторождений высоковязких нефтей Удмуртской АССР. – Ижевск: Удмуртия, 1987. – 84с.

63. *Кудинов В.И.* Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязкой нефти. – М.: Нефть и газ, 1996. – 283с.

64. *Кудинов В.И., Сучков Б.М.* Интенсификация текущей добычи нефти // Нефтяное хоз-во. – 1990. – №7. – С.63-66.

65. *Кудинов В.И., Сучков Б.М.* Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн.изд-во, 1996. – 440с.

66. *Муслимов Р.Х.* Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. – Казань: Изд-во КГУ, 1979.

Раздел III. Геологическое строение и разработка нефтяных месторождений Республики Татарстан

Избитая истина – настоящая, раз ее избили.

Илья Шевелев

Все течёт.

Гераклит

ГЛАВА 10

ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫЕ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Читай не затем, чтобы противоречить и опровергать, не затем, чтобы принимать на веру; и не затем, чтобы найти предмет для беседы; но чтобы мыслить и рассуждать.

Ф.Бэкон

Видение проблемы – первый шаг к ее решению.

Илья Шевелев

10.1. Ромашкинское нефтяное месторождение

Каков промысел, такова добыча.

Русская народная пословица

Розу спрашивали: «Кем ты столь прекрасно взращена,
И зачем шипами ранишь?» Так ответила она:
«Горечь сладкому научит. Редким – редкая цена,
Красота утратит прелесть, если будет всем дана».

Шота Руставели («Витязь в тигровой шкуре»)

Ромашкинское нефтяное месторождение территориально приурочено к юго-восточной части Республики Татарстан. Оно является крупнейшим многообъектным месторождением платформенного типа Волго-Уральской провинции, площадь которого составляет более 4000 км^2.

Впервые промышленный приток нефти был получен в августе 1943 года из среднекаменноугольных отложений. Затем при бурении скважин в пределах Ромашкинско-Сугушлинского поднятия в августе 1948 года из скважины №3 был получен мощный фонтан нефти дебитом 100-120 т/сут и тем самым доказана промышленная нефтеносность пашийского горизонта франского яруса верхнего девона. По этим отложениям месторождение введено в разработку уже с 1952 года. Промышленная нефтеносность бобриковских отложений была доказана в 1955 году. В середине 60-х годов доказана промышленная нефтеносность отложений турнейского яруса. По верей-башкирско-серпуховским отложениям с 1968 года ведется планомерная опытная эксплуатация. В промышленной разработке находятся залежи данково-лебедянского (с 1982 года) и заволжского (с 1989 года) горизонтов, сложенные карбонатными отложениями. Следует отметить, что открытие Ромашкинского нефтяного месторождения в значительной степени связано с большим объемом общегеологических исследований и поисково-разведочных работ, осуществлявшихся в течение длительного периода на территории Татарстана. На первых этапах они были направлены в основном на изучение поверхностных нефтепроявлений, а по мере освоения структурного, поискового и глубокого бурения и на выявление нефтегазоносности каменноугольных и девонских отложений. Методика поэтапной ускоренной разведки и подготовки к эксплуатации Ромашкинского месторождения позволила сократить объемы разведочного бурения и обеспечить резкое наращивание запасов и повышение уровня добычи нефти.

Разработка Ромашкинского месторождения способствовала не только развитию нефтедобывающей промышленности на юго-востоке Татарстана, но также послужила основой для создания ряда крупных предприятий нефтегазовой и нефтехимической промышленности республиканского и федераль-

Рис. 10.1. Структурная карта по подошве репера “верхний известняк” (*составил Р.Б. Хисамов*):

1, 2 – внешний, внутренний контуры нефтеносности; *3* – изогипсы

ного значения, широкой сети магистральных транспортных нефтепроводов, обусловила занятость в этой отрасли значительной части населения региона.

10.1.1. Геологическое строение и нефтеносность Ромашкинского нефтяного месторождения

Слагающая разрез месторождения осадочная толща достигает мощности до 2000 м и представлена палеозойскими отложениями, залегающими на гранито-гнейсовых породах кристаллического фундамента. В разрезе палеозоя на территории месторождения выделяются отложения среднего и верхнего отделов девонской, всех отделов каменноугольной, пермской, третичной и четвертичной систем, сложенных как карбонатными, так и терригенными породами.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к вершине Южно-Татарского свода и по поверхности кристаллического фундамента представляет собой асимметричное платообразное поднятие размером около 100х100 км с относительно слабым расчленением рельефа. Оно ограничено прогибами: с запада – Алтунино-Шунакским, с востока – Уральским и структурными уступами: с севера – Сакловским, с юга – Бугульминским. Наиболее повышенная часть поднятия является крупной структурой блокового строения, достигающей высоты 50 м. В пределах вершины выделяются Миннибаево-Альметьевский, Павловско-Сулеевский и Азнакаевский блоки меридионального направления, разделенные узкими грабенообразными прогибами, возникновение которых обусловлено дизъюнктивными нарушениями. Наличием наиболее возвышенных участков характеризуется восточная вершина. Сложным строением отличается юго-восточный склон купола. Для западного склона, имеющего моноклинально-ступенчатое строение, характерно меридиональное простирание структурных форм. Северный и северо-восточный склоны характеризуются меньшей расчлененностью.

Структурный план терригенных отложений девона в целом повторяет формы фундамента (рис. 10.1). Гораздо более сложным строением и наличием относительно малоампли-

тудных поднятий характеризуется структурный план поверхности каменноугольных отложений, в то время как для структурного плана среднекаменноугольных отложений присуща снивелированность локальных поднятий, сглаженность и плавность структурных форм небольших размеров и амплитуд. В юго-западной части месторождения по отложениям верейско-серпуховского возраста прослеживается крупная структура, которая контролируется единой антиклинальной зоной поднятия, вытянутой с юго-запада на северо-восток – Шугуровско-Куакбашским валом, в пределах которого выделяются Ойкинское, Шугуровское, Сортоводское и Куакбашское поднятия.

В разрезе осадочной толщи месторождения нефтеносность установлена в 22 горизонтах девона и карбона, из которых промышленные притоки получены из 18 горизонтов. Наиболее значимыми по величине запасов являются залежи нефти терригенного девона (пашийский и кыновский горизонты), на долю которых приходится около 80,0% разведанных запасов. В терригенных отложениях нижнего карбона содержится около 10,0% разведанных запасов месторождения. Основное промышленное значение в карбонатных отложениях имеют залежи верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона и верей-башкирские отложения среднего карбона. Остальные горизонты ввиду локальной нефтеносности и небольших размеров залежей требуют дальнейшего изучения, поскольку также представляют промышленный интерес. Всего к настоящему времени на месторождении выявлено более 400 залежей.

Большинство наиболее значительных залежей нефти, связанных с повсеместно развитыми коллекторами терригенных отложений пашийского и кыновского горизонтов франского яруса верхнего девона, тульско-бобриковского горизонта визейского яруса и карбонатных отложений кизеловского и черепетского горизонтов турнейского яруса, серпуховского и башкирского ярусов и верейского горизонта среднего карбона, может быть отнесено к регионально нефтеносным горизонтам [1, 2].

Основные продуктивные горизонты осадочной толщи Ромашкинского месторождения характеризуются значительным разнообразием особенностей залегания по площади и разрезу, а также литолого-петрографическому составу, коллекторским свойствам и насыщенности слагающих пород (табл. 10.1).

Отложения пашийского горизонта ($Д_I$) и пласта $Д_0$ кыновского горизонта слагают самую крупную многопластовую залежь сводового типа в разрезе осадочной толщи Ромашкинского месторождения с площадью нефтеносности, равной 4255 км^2 и со средней отметкой водо-нефтяного контакта минус 1490 м (рис.10.2). В центральной части месторождения нефтеносными являются все пласты горизонта $Д_I$, но к периферии их количество уменьшается, как и этаж нефтеносности горизонта. Значительную часть площади нефтеносности занимают водонефтяные зоны. Отложения пласта $Д_0$ нефтеносны лишь в северо- и юго-западной, западной и северной частях месторождения.

Пашийский горизонт ($Д_I$) является многопластовым объектом, для которого характерно переслаивание песчаных, алевролитовых, аргиллитовых разностей терригенных пород по разрезу и прерывистое распространение по площади песчано-алевритовых пород (особенно верхнепашийской пачки). В настоящее время на месторождении принята схема с выделением в пределах горизонта $Д_I$ 8 пластов (сверху вниз): «а», «$б_1$», «$б_2$», «$б_3$», «в», «$г_1$», «$г_{2+3}$» и «д». О наличии значительной геологической неоднородности отложений как по разрезу, так и по площади Ромашкинского месторождения свидетельствуют, например, изменения по площадям средних величин общей (от 28,2 до 46,3 м) и нефтенасыщенной (от 3,7 до 16,6 м) толщин, а также значений пористости (от 0,188 до 0,207), проницаемости (от 0,339 до 0,666 мкм^2) и нефтенасыщенности (от 0,691 до 0,834), коэффициентов песчанистости ($К_{пес}$) – от 0,420 до 0,688 и расчлененности ($К_р$) – от 2,6 до 5,5 (табл. 10.2).

Отложения пласта $Д_0$ кыновского горизонта вскрыты в его средней части и по разрезу ограничены глинистыми породами. Пласт сложен песчано-алевролитовыми породами, во многих случаях он монолитен, но может быть расчленен на 1-2 прослоя, в целом имеет толщину 2-4 м.

Для отложений пашийского горизонта ($Д_I$) Ромашкинского месторождения, как и для подобных ему крупных нефтяных месторождений платформенного типа, характерно наличие обширных по площади и содержанию значительных запасов водонефтяных зон (ВНЗ), которые большей частью приурочены к его нижним пластам.

Отложения турнейского яруса, развитые на всей территории Ромашкинского месторождения, представлены карбонатными породами, слагающими всю его неоднородную толщу. Основные промышленные скопления нефти приурочены к отложениям кизеловского горизонта в пределах небольших по размеру локальных структур в основном третьего порядка. Всего выявлено около 170 залежей, которые по своему строению относятся к массивному типу. Все эти многочисленные залежи объединены в 21 укрупненную (рис. 10.3). Размеры залежей в среднем небольшие (0,5 до 2 км), но ряд из них (№№ 201, 221, 224) отличается большими размерами (длина от 6 до 13 км, ширина от 3 до 7 км), высота залежей может достигать 35-45 м. При изучении материалов геофизических исследований было определено положение ВНК, которое в пределах залежей изменяется от минус 826 м до минус 900 м, и, кроме того, установлено наличие наклона его поверхности в северном направлении. В целом по месторождению общая толщина отложений верхнетурнейского подъяруса может в среднем составлять около 35-36 м, а средняя величина эффективной нефтенасыщенной толщины по отдельным залежам изменяется от 1,5 до 4,0 м (максимальная ее величина по сводовым частям отдельных высокоамплитудных залежей может достигать 15 и более м). Средняя проницаемость составила в среднем 0,030 мкм^2, пористость – около 12,0%, а нефтенасыщенность – около 0,720. Доля коллекторов составляет в среднем около 50%.

В терригенных отложениях нижнего карбона промышленные скопления нефти в виде залежей приурочены к отложениям радаевского, бобриковского и нижней части тульского горизонтов. Всего выявлено около 100 залежей, которые имеют различные размеры и этажи нефтеносности. Они контролируются отдельными локальными поднятиями или группой структур. Прерывистое строение и неоднородность пластов-коллекторов, обусловленные изменением литолого–фациального состава отложений, наряду со структурными факторами, обуславливают весьма сложную конфигурацию залежей в плане при наличии участков замещения в самых различных частях локальной структуры. Поэтому наряду с пластово-сводовыми залежами широко распространены и литологически осложненные залежи. В настоящее время все залежи объединены в 12 укрупненных (рис. 10.4). Они характеризуются широким диапазоном по размерам (по длине от 2 до 35 км, по ширине от 1 до 21 км) и по высоте (от 3 до 47 м). Самыми крупными из них являются залежи 1, 5, 8, 12 и 31. Анализ данных по скважинам, вскрывшим ВНК в залежах бобриковских отложений, указывает на наличие регионального погружения его поверхности с юго-запада на север и восток

Таблица 10.1

Характеристика продуктивных отложений Ромашкинского месторождения

Показатели	Ярусы, горизонты									
	живет-ский	паший-ский	кынов-ский	данково-ле-бедянский	заволж-ский	турней-ский	бобриков-ский	серпухов-ский	башкир-ский	верей-ский
Год открытия	1951	1948	1948	1971	1971	1966	1945	1943	1943	1943
Год ввода в разработку	1956	1952	1953	1985	1979	1978	1971	1945	1945	1945
Стратиграфический возраст D	$_2D$	$_3D$	$_3D$	$_3D$	$_3C$	$_1C$	$_1C$	$_2C$	$_2C$	$_2$
Средняя глубина залегания, м	1780	1765	1740	1300	1245	1245	1095	892	875	850
Тип залежи	пласт.-свод.	пласт.-свод.	пласт.-свод.	пласт.-свод.	массивный	массивный	пласт.-свод.	массивный	массивный	пласт.-свод.
Тип коллектора	терриген.	терриген.	терриген.	терриген.	карбонатный	карбонатный	терриген.	карбонатный	карбонатный	карб.-тер.
	поровый			порово-трещинный			поровый	поровый, порово-трещинный		
Площадь нефтеносности, км^2	120	4255	291	34	3	645	971	152	257	212
Средняя общая толщина, м	40	42	15	15	30	36	12	40	25	15
Средняя общая нефтенасыщенная толщина (для карбонатов), м				5,3	8	12,1		9,5	10,2	17,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,9	8,9	3,2	5	5,3	4,3	3,5	5,6	4,5	3,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	8	9	0,5	6	8,5	17	4,4	8,5	2,3	7,1
Пористость, %	0,187	0,189	0,184	0,077	0,083	0,117	0,219	0,159	0,133	0,123
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,82	0,807	0,8	0,708	0,59	0,72	0,792	0,79	0,76	0,7
Проницаемость, мкм^2	0,6	0,527	0,54	0,032	0,022	0,03	0,867	0,083	0,069	0,035
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,5	0,56	0,35	0,52	0,43	0,5	0,66	0,44	0,25	0,463
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,5	4	1,3	2,1	2,4	3	1,4	5,1	3,2	2,6
Начальная пластовая температура, ^oC	40	40	39	31	25	25	25	22	22	22
Начальное пластовое давление, МПа	17,5	17,5	17,5	13	13	11	11	7,8	7,4	7,4
Абсолютная отметка ВНК, м	-1550	-1490	-1440	-1060	-990	826-900	836-939	-543	-530	-520
Начальные извлекаемые запасы категории ABC_1, $+C_2$,%*	1,0%	79,4%	7,2%	0,2%	0,05%	1,5%	8,5%	0,9%	0,5%	0,3%
Начальные извлекаемые запасы категории C_3,%*	62,9%			8,3%	6,3%	3,7%				

* – % от общих извлекаемых запасов месторождения.

алексинский C_3 – 18,8%

Таблица 10.2

Средние значения толщин, коллекторских свойств и параметров неоднородности отложений горизонта $Д_I$ по площадям Ромашкинского месторождения

№ п/п	Площадь	Толщины, м			Коллекторские свойства			Показатели неоднородности	
		общая	нефте-насыщ.	эффек-тивная	$К_п$, д. ед.	$К_{пр}$, мкм^2	$К_п$, д. ед.	$К_{песч}$, д. ед.	$К_{расч}$, д. ед.
1	Березовская	38,7	5,3	17,1	0,200	0,666	0,816	0,600/0,290*	3,6/2,9*
2	С-Альметьевская	34,3	10,8	18,7	0,197	0,593	0,816	0,554/0,409	4,8/3,8
3	Альметьевская	35,7	10,8	16,0	0,193	0,440	0,812	0,532/0,407	4,7/4,1
4	Миннибаевская	37,8	16,5	18,4	0,201	0,638	0,849	0,517/0,485	4,9/4,8
5	Сармановская	31,6	3,7	14,5	0,200	0,491	0,779	0,582/0,240	3,4/1,6
6	Ташлиярская	33,3	6,4	28,8	0,207	0,628	0,834	0,688/0,459	5,5/5,0
7	Чишминская	34,8	5,0	10,1	0,200	0,555	0,828	0,556/0,464	3,4/2,7
8	В-Сулеевская	32,0	8,5	9,6	0,198	0,518	0,776	0,530/0,486	3,3/3,1
9	Алькеевская	31,8	7,3	18,1	0,203	0,610	0,814	0,571/0,318	4,0/3,0
10	Абдрахмановская	40,8	16,6	17,8	0,203	0,630	0,840	0,542/0,520	4,9/4,8
11	Куакбашская	40,2	6,1	18,1	0,195	0,487	0,813	0,479/0,396	4,6/3,7
12	Зай-Каратайская	46,3	8,8	12,9	0,196	0,501	0,789	0,475/0,276	3,9/3,7
13	Ю-Ромашкинская	44,3	14,0	18,9	0,197	0,536	0,814	0,566/0,396	4,7/4,3
14	З-Лениногорская	42,5	8,2	14,0	0,194	0,502	0,799	0,560/0,488	3,0/2,0
15	Павловская	39,4	13,9	19,8	0,195	0,463	0,798	0,572/0,470	4,8/4,3
16	Зеленогорская	37,4	9,9	26,9	0,199	0,510	0,785	0,557/0,425	4,4/3,7
17	В-Лениногорская	33,8	8,1	15,5	0,200	0,537	0,793	0,545/0,422	4,4/3,3
18	Холмовская	33,9	4,7	15	0,188	0,359	0,788	0,553/0,482	3,8/1,7
19	С-Азнакаевская	34,0	6,9	20,7	0,209	0,631	0,833	0,593/0,443	3,5/2,2
20	Ц-Азнакаевская	31,8	11,6	21,6	0,203	0,548	0,819	0,572/0,468	4,0/3,0
21	Ю-Азнакаевская	29,2	9,2	15,2	0,199	0,478	0,818	0,565/0,438	3,6/3,2
22	Карамалинская	28,1	9,4	24,1	0,196	0,472	0,802	0,669/0,446	2,6/2,0
23	Южная	28,2	4,7	10,0	0,188	0,339	0,691	0,420/0,259	3,7/2,9

* – В целом по горизонту / по продуктивной части.

Рис. 10.2. Геологический профиль по пашийско-кыновским отложениям Ромашкинского месторождения (*составил Р.Б. Хисамов*):

1 – репер “аяксы”; *2* – репер “верхний известняк”; *3, 4* – коллекторы нефте-, водонасыщенные; *5* – репер “глины”

Рис. 10.3. Схема расположения залежей турнейского яруса Ромашкинского месторождения (*составил Н.Г. Ахметзянов*):

1 – граница месторождения; *2* – граница укрупненной залежи; *3* – границы отдельных залежей; *4* – границы площадей; *5* – репер “глины”

от отметки минус 823 м до минус 946 м. Основными продуктивными являются терригенные отложения бобриковско-радаевского горизонта, для которых характерны резкая фациальная изменчивость разреза, размыв отдельных пачек, различное сочетание песчано-алевролитовых пластов, значительная изменчивость как всей толщи, так и отдельных песчано-алевролитовых и перекрывающих их глинистых пачек. Продуктивные пласты представлены мономинеральными кварцевыми песчаниками в различной степени алевритовыми и алевролитами песчаными. Продуктивные отложения горизонта характеризуются следующими параметрами: пористость – 21,9%, нефтенасыщенность – 0,792 и проницаемость – 0,867 мкм^2. Наблюдаемый довольно значительный диапазон изменений параметров как по отдельным пластам, так и залежам указывает на значительную литолого-петрографическую неоднородность рассматриваемых отложений. Толщины бобриковского горизонта изменяются в широком диапазоне значений. Общая толщина в среднем составляет около 10,0 м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна в среднем 3,5 м, хотя в целом они могут меняться в широком диапазоне значений.

В среднекаменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения наиболее крупные залежи открыты в его юго-западной части на приподнятой части Миннибаевской террасы – Куакбашско-Шугуровской структуре, вытянутой в меридиональном направлении. По кровле верейского горизонта она имеет размеры 1,5 – 20,0 км с амплитудой поднятия до 50-60 м, а отдельные поднятия имеют размеры от 1,5х2,5 км до 2х9 км. Нефтепроявления в этом районе приурочены к отложениям серпуховского и башкирского ярусов и верейского горизонта московского яруса среднего карбона, которые отличаются чрезвычайной неоднородностью и невыдержанностью по площади и разрезу (рис. 10.5). Этаж нефтеносности залежей достигает 80-100 м. Абсолютные отметки ВНК составляют на южных участках минус 545-547 м, а на северных –минус 530 м. В этом же направлении происходит ухудшение коллекторских свойств пород. В южной части преимущественно нефтеносны верейские отложения, по которым промышленными объектами являются нижние пласты. В целом верейские пласты друг от друга и от башкирского яруса отделены глинистыми разделами, с чем связано различие ВНК башкирских и верейских залежей на отдельных участках залежей. Продуктивные отложения среднего карбона оконтурены в пределах залежей №301 (верейские отложения), №302 (башкирские) и №303 (серпуховские) и хорошо совпадают в плане (рис. 10.6).

Продуктивные отложения серпуховского возраста, развитые в пределах залежи №303, представлены переслаивающимися между собой доломитизированными, крупнозернистыми, желтовато-белыми известняками и светло-серыми и белыми кристаллически-зернистыми кавернозными доломитами. Залежь массивная. Средняя пористость равна 15,9%, нефтенасыщенность – 0,79, проницаемость – 0,083 мкм^2. Средняя общая толщина равна 40 м, эффективная нефтенасыщенная – 5,6 м. Доля коллекторов – 0,44.

Продуктивные отложения башкирского яруса развиты в пределах залежи №302 и представлены чередованием по разрезу и площади пористых проницаемых и плотных пластов и пропластков карбонатных пород, сложенных в основном известняками светло-серыми кристаллически-зернистыми, плотными, с частыми тонкими примазками зеленоватых глин и известняками органогенно-обломочными, мелкозернистыми. Залежь классифицируется как массивно-пластовая. Средняя пористость коллекторов равна 13,3%, нефтенасыщенность – 0,76, проницаемость – 0,086 мкм^2. Общая толщина башкирского яруса составляет в среднем около 25 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,5 м. По сравнению с другими отложениями гораздо ниже доля коллекторов (0,25).

Для продуктивных отложений верейского горизонта, развитых в пределах залежи №301, характерно наличие в основании пачки тонкослоистых зеленоватых и шоколадно-коричневых известковистых аргиллитов.Залегающие выше отложения представлены органогенно-обломочными нефтенасыщенными известняками. Для верхней части горизонта характерно преобладание терригенных пород. В целом верхняя пачка, сложенная глинами и алевролитами, является региональной покрышкой. В пределах нижней пачки выделяются два пласта-коллектора, отличающиеся по своим коллекторским свойствам. Залежь пластово-сводовая. Средняя величина пористости составляет 12,3%, нефтенасыщенности – 0,70, а среднее значение проницаемости по керну равно 0,035 мкм^2. Средняя общая толщина составляет в среднем 15,0 м, нефтенасыщенная 3,4 м. В отличие от других, особенностью верейской залежи является наличие в пределах ее продуктивной площади значительного количества зон отсутствия коллекторов. В основном в пределах залежи распространены зоны 2-метровых толщин и редко встречаются участки развития коллекторов толщиной 4 м и более. Доля коллекторов примерно аналогична величине ее по серпуховским отложениям и составляет 0,463, а коэффициент расчлененности равен 2,6.

Из локально нефтеносных к наиболее значительным на месторождении могут быть отнесены терригенные отложения старооскольского горизонта живетского яруса среднего девона и карбонатные отложения семилукского и мендымского горизонтов среднефранского подъяруса, елецкого горизонта нижнефаменского подъяруса, данково-лебедянского горизонта среднефаменского подъяруса, заволжского горизонта верхнефаменского подъяруса верхнего девона, упиномалевского и алексинского горизонтов нижнего карбона. Среди них выделяются отложения живетского яруса, данково-лебедянского и заволжского горизонтов.

Многолетние исследования химического состава и свойств нефтей указывают на имеющиеся различия по продуктивным отложениям осадочной толщи, что видно из приведенных в табл. 10.3 и 10.4 данных. При этом прослеживается наличие определенных тенденций в их изменении по стратиграфическим комплексам осадочной толщи. Так, снизу вверх по разрезу прослеживается утяжеление нефтей и изменение их свойств. По плотности нефти подразделяются на легкие (терригенный девон) и на тяжелые (верей-башкирские отложения), т.е. нефти нижнего и среднего карбона значительно тяжелее нефтей терригенного девона. С увеличением в том же направлении содержания серы нефти от сернистых (серы 0,6-2%) изменяются до высокосернистых (серы более 2%). В нефтях нижнего карбона почти в два раза больше серы и кокса, выше вязкость в пластовых условиях, а газовый фактор значительно ниже. Также с увеличением вверх по разрезу содержания смол и асфальтенов происходит уменьшение парафина и светлых фракций. Увеличение вязкости отмечается при сравнении нефтей по отложениям нижнего и среднего карбона. В то же время близки нефти отложений турнейского яруса и бобриковского горизонта, а также верейского и башкирского ярусов. В целом отмечена тенденция увеличения серы и смол в нефтях терригенного девона с запада на восток и с юга на север. По углеводородному составу нефти осадочной толщи могут быть отнесены к метаново-нафтеновым.

По гидрогеологической характеристике подземные воды и водорастворенные газы продуктивных отложений значительно различаются по минерализации и содержанию микроком-

Рис. 10.4. Обзорная карта расположения залежей бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения (*составил В.Г. Грызунов*):

Границы: *1* – площадей; *2* – укрупненных залежей; *3* – блоков; *4* – залежей; *5* – зона отсутствия коллектора; *6* – номер укрупненной залежи; *7* – номер блока

понентов. В различных частях разреза месторождения отмечается содержание хлоридных (водоносные комплексы архейско-протерозойских, рифейско-вендских, девонских и каменноугольных отложений), сульфатных (зона от намюрских до уфимских отложений) и гидрокарбонатных (начиная от отложений верхней перми и выше) вод. Наличие в подземных водах отдельных водоносных горизонтов достаточно высокого содержания ряда редких микрокомпонентов может служить источником их получения в промышленных масштабах.

Запасы нефти продуктивных отложений Ромашкинского месторождения за его многолетнюю историю подсчитывались неоднократно с утверждением их в ГКЗ и ЦКЗ. Уточнение их величины и категорийности происходило в связи с уточнением положения внешних контуров нефтеносности объектов подсчета, петрофизических и емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов, совершенствованием методик обоснования кондиционных значений выделяемых групп коллекторов. Как видно из приведенной табл. 10.1 и рис. 10.7 и 10.8, характер распределения извлекаемых запасов по основным эксплуатационным объектам, сложенным как терригенными, так и карбонатными породами, весьма различен. Так, наибольшим содержанием начальных извлекаемых запасов категории $A+B+C_1+C_2$ характеризуется пашийский горизонт (79,4% от общих), затем следуют бобриковский (8,5%) и кыновский (7,2%). Среди объектов, сложенных карбонатными коллекторами, наибольшее количество запасов содержится в турнейском ярусе (1,5%). Все это свидетельствует о том, что содержание запасов в терригенных отложениях месторождения является преобладающим. В этой же таблице приведены данные о величине запасов категории C_3, преобладающая доля которых также приурочена к терригенным отложениям (живетский ярус – 62,9%). Остальные запасы сосредоточены в карбонатных отложениях данково-лебедянского (8,3%), заволжского (6,3%), алексинского (18,8%) горизонтов и турнейского яруса (3,7%).

На основе детального изучения особенностей геологического строения продуктивных отложений и их емкостно-фильтрационных свойств на месторождении выделено 4 самостоятельных объекта разработки (снизу вверх):

– терригенные отложения кыновского ($Д_о$) и пашийского ($Д_I$) горизонтов верхнего девона, в границах контуров нефтеносности которых выделена 21 самостоятельная площадь разработки;

Рис. 10.5. Схематический геологический профиль отложений нижнего и среднего карбона по залежам 301-303 Ромашкинского месторождения (*составил В.С. Суетенков*):

Карбонатные отложения: *1* – пласт нефтеносный; *2* – пласт водоносный; *3* – плотные разности (с некондиционными коллекторами; *4* – плотные глинисто-карбонатные породы; *5* – глинисто-карбонатные породы (с некондиционными коллекторами); *6* – ВНК (Вр-520, Бш-530, Ср-543); *7* – интервалы перфорации

– карбонатные отложения турнейского яруса нижнего карбона, залегающие на 600-700 м выше по разрезу от горизонтов $Д_o$ и $Д_I$;

– терригенные отложения бобриковского горизонта нижнего карбона, залегающие непосредственно над турнейским ярусом;

– залежи нефти карбонатных отложений верей-башкирско-серпуховских ярусов среднего карбона, залегающие на 250-300 м выше бобриковского горизонта.

10.1.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных горизонтов Ромашкинского нефтяного месторождения

Время, прошедшее с начала открытия Ромашкинского месторождения, можно подразделить на отдельные этапы, в течение которых было составлено четыре Генеральные схемы разработки, где рассматривались основные принципиальные положения проектирования и комплексное решение технико-технологических проблем добычи по пашийско-кыновским отложениям месторождения в целом. Кроме того, за этот период было составлено более чем 150 технологических схем и проектов по отдельным площадям месторождения, в которых рассмотрены конкретные рекомендации по совершенствованию их разработки.

На первом этапе (1949 – 1956 гг.) были составлены технологические схемы разработки и началось внедрение внутриконтурного заводнения на первоочередных по времени ввода Миннибаевской, Абдрахмановской и Павловской площадях месторождения, решались вопросы применения вторичных методов воздействия на продуктивные пласты, обоснования принципов выделения эксплуатационных объектов, размещения и плотности сеток скважин. Этот этап завершился составлением первой Генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения, в которой были сформулированы и широко обсуждены основные принципы его разработки, по сути, во многом определившие все последующие направления ее развития и совершенствования.

На втором этапе (1956 – 1968 гг.) в отдельных проектах или технологических схемах уточнялась система разработки каждой отдельной площади, при этом проектирование до 1960 г. велось методами, применявшимися при составлении первой Генеральной схемы. С 1960 г. проектирование велось на новой методической основе – с учетом неоднородности продуктивного горизонта и большинства других факторов, влияющих на процесс фильтрации жидкости в поровой среде. Продолжалось уточнение основных принципов месторождения и совершенствование системы его разработки. Второй этап завершился составлением второй Генеральной схемы развития добычи нефти из горизонтов $Д_I$ и $Д_o$ Ромашкинского месторождения (1964 – 1968 гг.), в которой на основе накопленных данных и опыта проектирования разработки неоднородных продуктивных коллекторов был дан прогноз показателей разработки месторождения до 1975 г. , сформулированы, обсуждены и утверждены уточненные, а в отдельных случаях и измененные принципы разработки месторождения.

Рис. 10.6. Карта совмещенных контуров нефтеносности залежей №№ 301, 302, 303 Ромашкинского месторождения (*составил Р.Г. Хамзин*):

1 – контур верейской залежи; *2* – контур башкирской залежи; *3* – контур серпуховской залежи; *4* – зона отсутствия коллектора

На третьем этапе проектирования (1968 – 1975 гг.) продолжалось составление технологических схем и проектов разработки отдельных площадей месторождения. Уточнялись принципы, сформулированные во второй Генеральной схеме, велось дальнейшее совершенствование системы разработки, особенно на участках трудновырабатываемых запасов нефти. Этот этап завершается составлением третьей Генеральной схемы развития добычи нефти из горизонтов $Д_1$ и $Д_0$ Ромашкинского месторождения. В ней, помимо прогноза показателей разработки до 1990 г., по установившейся традиции были также уточнены и сформулированы принципы дальнейшей разработки месторождения.

На четвертом этапе проектирования (с 1976 г. по настоящее время) составлялись анализы и уточненные проекты разработки отдельных площадей месторождения на поздней стадии эксплуатации. Велись дальнейшие теоретические и практические исследования по уточнению отдельных принципов, сформулированных в третьей Генеральной схеме. В декабре 2004 г. на заседании ЦКР была принята четвертая Генеральная схема развития добычи нефти из пашийско-кыновских отложений, в которой был обобщен огромный опыт 50-летней истории эксплуатации месторождения, сформулированы принципы разработки залежей нефти на завершающей стадии и утверждены объемы добычи нефти на ближайшее 20-летие.

С точки зрения анализа происходивших изменений и уточнений основных принципов рациональной разработки нефтяных месторождений Татарстана перечисленные выше этапы проектирования могут быть кратко охарактеризованы следующим образом.

В утвержденной 7 августа 1956 г. министром нефтяной промышленности 1-й Генеральной схеме, составленной ВНИИнефть на период 1956 – 1965 гг., были заложены следующие принципы:

1. Разрезание залежи рядами нагнетательных скважин на 22 самостоятельно разрабатываемые площади.

2. Вскрытие всех пластов нефтеносного горизонта $Д_1$ в добывающих и нагнетательных скважинах общим фильтром.

3. Совместная закачка воды во все пласты на первоначальной стадии разработки с последующим переходом на раздельную закачку, а также на раздельный отбор нефти по добывающим скважинам (по мере необходимости) в процессе уточнения геологического строения продуктивных пластов.

4. Плотность размещения добывающих скважин в пределах 24 – 52 га/скв.

5. Расстояние от ряда нагнетательных скважин до первого ряда добывающих скважин, вдвое превышающее расстояние между добывающими рядами.

6. Дальнейшее разбуривание центральной части площадей после обводнения добывающих внешних рядов скважин.

7. Отключение первых рядов добывающих скважин при 50%-ном их обводнении.

8. Возможность дальнейшего уплотнения сетки добывающих и нагнетательных скважин за счет предусматриваемого резерва – 30% общего числа скважин.

9. Освоение нагнетательных скважин под закачку – через одну с интенсивным отбором нефти из промежуточных скважин с целью образования водяного коридора по линии нагнетания и тем самым уменьшения потерь нефти.

10. Бурение скважин разрезающих рядов в первую очередь.

11. Перенос фронта нагнетания воды после обводнения второго ряда добывающих скважин и выключения его из работы.

В процессе разработки месторождения степень реализации указанных принципов была неоднозначной. Часть из них была практически осуществлена с внесением некоторых частичных изменений и дополнений в процессе внедрения, другие принципы Генсхемы были коренным образом изменены, а некоторые не нашли практического применения.

Так, успешно было реализовано поддержание пластового давления путем внутриконтурного разрезания пашийской залежи рядами нагнетательных скважин на площади самостоятельной разработки; первоочередной ввод в разработку более продуктивных площадей; освоение нагнетательных скважин через одну с интенсивным отбором нефти из промежуточных скважин. Разрезание месторождения на площади ускорило его освоение, позволило обеспечить высокие

Таблица 10.3

Характеристика нефтей продуктивных отложений Ромашкинского месторождения

Наименование	Средние значения по продуктивным отложениям								
	пашийский горизонт	кыновский горизонт	данково-лебед. горизонт	заволжский горизонт	турнейский ярус	бобриковский горизонт	серпуховский ярус	башкирский ярус	верейский горизонт
Давление насыщения газом, МПа	9	8,7	3,1	3,3	4,1	4,1	1	1	0,8
Газосодержание, $м^3/т$	63,4	59,9	12,4	14,6	15,5	13,4	3,8	3,2	4,1
Плотность нефти в пластовых условиях, $т/м^3$	0,803	0,813	0,896	0,888	0,879	0,876	0,878	0,879	0,876
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	4,5	4,3	15,3	29,1	32,6	29,5	51	45	41,6
Плотность нефти в поверхностных условиях, $т/м^3$	0,857	0,859	0,9	0,902	0,904	0,908	0,907	0,903	0,905
Объемный коэффициент при дифф. разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1,1549	1,16	1,036	1,031	1,0318	1,0392	1,035	1,035	1,039
Вязкость динамическая, мПа*с									
при 20 °С	19,3	23,5	86,1	85,23	87,7	97,4	122,1	131,3	128,5
50 °С	7,4	8,4	22,6	22,3	26,4	26,1	32,1	33,8	34,5
Вязкость кинематическая, $10^{-6}м^2/с$:									
при 20 °С	22,5	27,4	95,7	94,5	97	107,3	134,6	145,4	142
50 °С	8,8	10,1	25,8	25,7	30,7	30,5	37,4	39,3	40,3
Температура застывания, °С	-40	-40	-35	-30	-30	-28	-20	-20	-20
Массовое содержание, %									
Серы	1,6	1,8	3,01	2,91	3,2	3,4	3,2	4,1	3,4
Смол силикагелевых	17,6	17,1	22,5	22,1	23,2	22,5	20,5	32,3	40
Асфальтенов	4,1	5	3,63	2,53	3,4	5,9	5,6	5,6	6,4
Парафинов	4,9	5,3	3,63	3,25	3	3,6	3,8	3,7	4,1
Объемный выход фракций, %									
Н.К. - 100 °С	5,3	5,5	4	5,1	4,1	5,7	3,5	4,5	5,5
до 200 °С	22,1	21,9	15,2	16,4	12,9	19,6	10,4	10,4	10,3
до 300 °С	42,8	42,8	24,2	38	30,6	38,7	29,2	29,8	25,2
Начало кипения, °С	60	60			76	60	110	110	
Классификация нефти									
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,87	1,87	1,70	1,65	1,60	1,60	1,10	1,10	1,10
Плотность воды в пластовых условиях, $т/м^3$	1,1823	1,1803	1,1690	1,1605	1,1593	1,1576	1.1255	1,0185	1,0642

Таблица 10.4

Характеристика попутных газов продуктивных отложений Ромашкинского месторождения*

Наименование компонентов	Ярусы, горизонты								
	паший-ский	кынов-ский	данково-лебедян-ский	заволж-ский	турней-ский	бобри-ковский	серпу-ховский	башкир-ский	верей-ский
Сероводород	0,01	0,03	0,03	0,03	0,2	0,21	0,5	0,7	0,8
Углекислый газ	1,01	0,29	1,46	1,41	2	1,27	0,6	0,69	0,5
Азот+редкие	10,22	7,37	32,22	35,41	32,04	30,83	28,79	27,68	27,8
Метан	40,99	42,18	26,58	26,1	23,1	22,6	7,42	8,01	8,19
Этан	24,11	24,24	13,84	19,9	21,10	19,83	42,76	38,96	38,43
Пропан	16,48	17,72	14,4	13,6	15	19,84	11,01	12,38	12,06
i-Бутан	1,75	2,04	2,26	0,7	1,83	1,47	3,7	3,67	4,07
n-Бутан	3,58	4,17	4,26	1,1	2,4	2,01	2,54	4,13	4,12
i-Пентан	0,68	0,74	2,26	0,8	0,9	0,7	2,08	2,52	2,52
n-Пентан	0,62	0,77	2,23	0,75	0,51	0,45	0,15	0,52	0,77
Гексан+высшие	0,55	0,45	0,46	0,2	0,92	0,79	0,45	0,74	0,74
Плотность при стандартных условиях, кг/м^3	1,2166	1,2213	1,3243	1,3451	1,2440	1,2490	1,3667	1,4262	1,5638

* - Однократное разгазирование; мольное содержание, %.

темпы добычи нефти, и создало предпосылки для достижения высокой нефтеотдачи. Первоочередной ввод в разработку наиболее продуктивных площадей и накопленный при этом опыт внутриконтурного заводнения дали возможность создания эффективных систем разработки для освоения более сложных по строению периферийных площадей.

Правильность положения Генсхемы об освоении нагнетательных скважин через одну с интенсивным отбором нефти из промежуточных скважин была подтверждена проведенным в 1960 г. экспериментом на Азнакаевской площади по ускорению создания сплошного фронта на линии нагнетания.

Несмотря на общую высокую эффективность внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении, при его внедрении проявился один недостаток, связанный с тем, что действующие системы линейного заводнения не во всех случаях обеспечивали полный охват пластов процессами разработки. В начальной стадии высокие темпы разработки на центральных частях месторождения фактически обеспечивались в основном за счет базисных пластов. По мере истощения его запасов (до 50 – 60%) система разрезания дополнялась системой очаговых скважин или избирательного заводнения на зонально-неоднородные пласты. Создание, по существу, двух систем разработки позволяло обеспечить длительное поддержание добычи нефти.

К группе принципов, претерпевших существенные изменения при внедрении, относятся все положения Генсхемы разработки, касающиеся обводненности продукции, плотности сетки скважин и размещения их на залежи, выделения объектов разработки, а также внедрения совместно– раздельной закачки воды и отбора.

Так, институтом «ТатНИПИнефть» в 1963 г. (в проектах разработки Абдрахмановской и Южно-Ромашкинской площадей) была обоснована необходимость отработки внешних добывающих рядов до 90% обводнения, внутренних до экономически допустимого предела 95-98%. А перенос нагнетания предлагалось осуществлять только при необходимости и не фронтом, а по отдельным обводнившимся скважинам.

В первой Генсхеме предусматривалось применение редких сеток скважин с конечным уплотнением 24-52 га на скважину. В последующем, при составлении проектов разработки отдельных центральных площадей расстояние между скважинами даже были увеличены до 600-1000 м. Средняя плотность сетки составляла при этом 50-80 га и более на одну скважину (включая нагнетательные). Затем было доказано, что на месторождении экономически наиболее эффективным является выбор сеток с плотностью 25-30 га на одну скважину в первой же стадии разработки с бурением резервных скважин в последующие стадии.

В Генсхеме предусматривались неравномерные сетки скважин с расстояниями между добывающими рядами большими, чем расстояния между скважинами в рядах, а расстояние от нагнетательных до добывающих батарей, вдвое превышающее расстояние между добывающими рядами. Работами ученых и специалистов было показано, что в условиях неоднородных, расчлененных пластов необходимо применять равномерные, квадратные сетки скважин, что улучшает вскрываемость и выработку пластов. Расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами были сокращены в среднем до 600 м, а для выработки сла-

бопроницаемых пластов было признано целесообразным сокращение их до 300-400 м.

В Генсхеме предусматривалось осуществить совместную закачку воды во все пласты в начальный период освоения площадей с переходом на раздельную закачку воды и раздельный отбор по пластам по мере необходимости и уточнения геологического строения. Однако в то время этот способ добычи нефти и закачки воды не был реализован по геологическим и технико-технологическим причинам.

К принципам Генсхемы, не нашедшим практического применения, можно отнести: многоэтапность системы разработки, предусматривающую отключение добывающих рядов скважин при достижении 50% обводненности и перенос фронта нагнетания после начала обводнения второй батареи скважин; сгущение сетки скважин в центральной части площади, в зоне стягивания контуров нефтеносности. Многоэтапная система разработки практически не применялась ни на одной из площадей, из-за чего нефтяники Татарстана оказались неподготовленными к водному периоду эксплуатации. Следствием этого положения явилось нарезание широких полос, что усложнило условия разбуривания площадей и выработки запасов. Не нашло также применения сгущение сетки скважин в зоне стягивания контуров нефтеносности.

Основные недостатки первой Генсхемы разработки явились следствием отсутствия опыта внутриконтурного заводнения, теоретических положений и принципов разработки с применением заводнения, а также недостаточного учета особенностей геологического строения эксплуатационного объекта из-за низкой его изученности к моменту проектирования системы разработки – продуктивный горизонт оказался геологически более сложным и неоднородным, чем это представлялось по данным небольшого числа разведочных скважин. Это оказало решающее влияние на эффективность выработки запасов нефти, поскольку в условиях выявленных сложных особенностей геологического строения объекта происходила опережающая выработка запасов нефти песчаников нефтяной зоны и значительно отставала выработка водонефтяной зоны и слабопроницаемых пластов, не обеспечивалась полнота охвата залежи заводнением.

В то же время, несмотря на ряд принципиальных недостатков принятой системы разработки и вовлечение в активную разработку из-за недостаточного охвата заводнением всего 65% запасов, систематическое отставание строительства (на 10 – 20%) объектов заводнения, буровых работ и промыслового строительства, недоосвоение капиталовложений на 11,7% при значительно меньшем (на 20%) фонде нефтяных скважин, добыча нефти в 1965 г. на 20% превысила проектный уровень при более высоких технико-экономических показателях – производительность труда в 2,6 раза выше, себестоимость нефти на 27,5% ниже, удельные капиталовложения на тонну нефти на 31,5% ниже, чем по Генсхеме. Это было достигнуто за счет совершенствования системы разработки месторождения благодаря теоретической инициативе ученых и производственников, внесших большой вклад в совершенствование системы заводнения в процессе ее внедрения. При этом существенное значение имело увеличение перепада давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин на 11,9% и повышение доли нагнетательных скважин к добывающим на 15%.

На втором этапе в течение 1957 – 1966 гг. уточнение и совершенствование основных принципов разработки проводилось ТатНИПИнефть в анализах, проектах и уточненных проектах разработки. Все эти изменения принципиальных положений разработки были обобщены во второй Генсхеме разработки, составленной институтами «ВНИИнефть» и «ТатНИПИнефть» на период 1969-1975 гг. и утвержденной Миннефтепромом в январе 1969 г. В ней предусматривались такие прогрессивные мероприятия, как дополнительное разрезание ранее выделенных площадей на более узкие полосы шириной в 5-6 км с увеличением количества площадей самостоятельной разработки 42; между разрезающими рядами пяти рядов добывающих скважин; отработка внешних добывающих рядов до 90% обводненности, а стягивающих – до предела рентабельности; повышение давления на линии нагнетания выше начального пластового и снижение давления на забое добывающих скважин до давления насыщения (т.е. осуществляется перевод всех скважин на механизированный способ эксплуатации); внедрение очагового заводнения на центральных и избирательного – на периферийных площадях; равномерное размещение скважин на краевых площадях; широкое применение очагового заводнения как на горизонт в целом, так и на отдельные пласты, с расположением очаговых скважин на участках с лучшей коллекторской характеристикой пластов в качестве одного из эффективных средств интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи. Первоочередной резервный фонд скважин, предусмотренный для интенсификации разработки месторождения, составил 2140.

Основные показатели разработки месторождения по второй Генсхеме были утверждены на десятилетний период (до 1975 г.), при этом предусматривались разбуривание центральных законсервированных зон ряда площадей и периферийных площадей, оптимизация плотности сетки скважин, совершенствование системы заводнения. В результате успешного выполнения большей части рекомендаций доля невовлеченных в активную разработку запасов нефти на разбуренных участках уменьшилась с 32 до 15%. Одновременно была интенсифицирована разработка 26% запасов нефти. Месторождение вышло на максимальный уровень добычи нефти и удерживало его в течение 6 лет.

Однако проведенный анализ показал, что и в этом документе имелись недостатки: по-прежнему не обеспечивался полный охват заводнением эксплуатационного объекта по причине неудовлетворительной выработки ВНЗ, слабопроницаемых пластов, высокопродуктивных глинистых пластов. Основной причиной этого являлись недостаточная плотность сетки скважин (удельная плотность сетки скважин была на 6% ниже, чем даже по первой Генсхеме), неравномерное размещение их по площади, недостаточность мероприятий по разукрупнению объекта разработки и развитию систем заводнения.

На третьем этапе проектирования продолжалось составление технологических схем и проектов разработки отдельных площадей, уточнялись принципы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в зонально неоднородных, прерывистых пластах, в малопродуктивных коллекторах и водонефтяных зонах месторождения. Для этой цели в ТатНИПИнефть были выполнены специальные исследования по совершенствованию системы разработки указанной выше категории запасов нефти, создана система избирательного заводнения зонально неоднородных, прерывистых пластов, а также специальная система избирательного заводнения водонефтяных зон. Были проведены широкие промысловые исследования по обоснованию оптимального давления нагнетания на месторождении, по обоснованию давления, необходимого для ввода в разработку малопродуктивных коллекторов. Результаты этих исследований широко использовались в проектных работах и были заложены в третью Генеральную схему разработки месторождения, которая была утверждена коллегией Миннефтепрома в марте 1978 г. В этой схеме основные принципы базировались на

дальнейшей интенсификации процесса разработки месторождения за счет выборочного уплотнения сетки скважин на более продуктивных участках и доведения соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин до рационального, т.е. до трех; разукрупнения объектов путем организации на центральных площадях самостоятельной системы заводнения верхней пачки пластов и бурения дополнительных скважин; вовлечения в эффективную разработку запасов нефти, содержащихся в водонефтяных зонах и малопродуктивных коллекторах; оптимизации давления нагнетания по высокопродуктивным коллекторам и повышения его до 20-25 МПа и выше – для малопродуктивных; снижения давлений на забоях добывающих скважин на 20-25% ниже давления насыщения безводных и обводняющихся по низконапорному пласту и до давления насыщения по скважинам, обводняющимся по базисному пласту; интенсификации выработки менее продуктивных пластов для достижения проектной нефтеотдачи; широкого применения новых физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов.

Основные принципы разработки, сформулированные в третьей Генсхеме разработки Ромашкинского месторождения, имели большое теоретическое и практическое значение. В основном в этот период для более оперативного контроля и регулирования на месторождении выделено несколько десятков блоков и участков, границами которых в отдельных случаях являлись нагнетательные по линиям естественного разрезания (рис. 10.9). Внедрение разработанных рекомендаций дало возможность повысить охват заводнением продуктивного горизонта, интенсифицировать выработку пластов и замедлить темпы падения добычи нефти из-за обводнения на поздней стадии разработки. Однако эффективность части предложенных решений оказалась ниже, чем предусматривалось в третьей Генсхеме. Анализ показал, что причиной этого явился недоучет реальных возможностей ввода в разработку невырабатываемых запасов и изменения структуры запасов в третьей стадии разработки. Предусмотренными мероприятиями не удалось обеспечить достаточно эффективную выработку ВНЗ, а ввод в разработку слабопроницаемых пластов не был осуществлен из-за нерешенности ряда технических и технологических вопросов.

Анализ проведенных расчетов показал, что внедрение положений первой Генсхемы разработки Ромашкинского месторождения позволило бы вовлечь в разработку 52 % запасов и обеспечить конечную нефтеотдачу около 38%, второй Генсхемы соответственно – 78% и 42%, третьей – около 90% и 49%. Следовательно, даже в третьей Генсхеме не достигалась утвержденная нефтеотдача – 53%.

Опыт разработки Ромашкинского месторождения показал, что в ее процессе появились новые проблемы, связанные с необходимостью интенсификации выработки запасов за счет дальнейшего разукрупнения эксплуатационных объектов и оптимизации плотности сетки скважин для различных типов коллекторов и условий залегания пластов; переходом на интенсивные блоковые системы заводнения по пластам с площадным распространением коллекторов и применением очагового заводнения прерывистых пластов и малопродуктивных коллекторов; проектированием систем разработки с применением горизонтального бурения; поиском и внедрением новых технологий МУН, стимуляция скважин. Процесс составления анализов и уточненных проектов разработки отдельных площадей месторождения продолжался и на поздней стадии эксплуатации, что наряду с проведением теоретических и практических исследований способствовало совершенствованию системы разработки на этом этапе.

Создание четвертой Генеральной схемы было связано с необходимостью составления нового проектного документа по месторождению на дальнейший период его разработки и происходило в условиях, когда для проектирования и более детального и оперативного контроля за процессом выработки продуктивных пластов по всем 21 площадям Ромашкинского месторождения начали использоваться построенные на базе программы компании Landmark (OpenWorks, StratWorks, ZMAPplus, StrataModel, VIP) и программного комплекса АРМ Лазурит геолого-гидродинамические модели. В этой Генсхеме для обеспечения проектного коэффициента нефтеизвлечения и оптимальной динамики добычи нефти предусматривалась реализация целого ряда мероприятий, направленных на совершенствование разработки месторождения путем дальнейшего разукрупнения эксплуатационных объектов за счет выделения в самостоятельные объекты разработки изолированных геологических тел; малопродуктивных коллекторов; водонефтяных зон; песчаных линз и глинистых коллекторов; оптимизации плотности сетки скважин для повышения нефтеизвлечения дренируемых запасов нефти; совершенствования системы заводнения путем оптимизации давления нагнетания и широкого применения дополнительного разрезания (надрезания) для формирования отдельных, полностью охватываемых заводнением блоков правильной и неправильной формы, отражающих особенности геологического строения участка и позволяющих применять более эффективные методы регулирования процессов выработки пластов. Более детальная характеристика направлений, заложенных в принципы Генсхемы, дана ниже в разделе 10.1.5.

Для достижения проектной нефтеотдачи также предусмотрена реализация ряда мероприятий, включающая широкое применение и внедрение современных гидродинамических и третичных МУН, технологий водоизоляционных работ для регулирования разработки и ограничения добычи попутной воды, бурения боковых и боковых горизонтальных стволов. Рекомендуется отключать или ликвидировать скважины только по техническим причинам. При этом необходимо осуществлять наблюдения за скважинными характеристиками в соседних добывающих скважинах и в целом по участку, чтобы избежать ухудшения процесса вытеснения нефти водой. Технико-экономическую оценку намечаемых мероприятий по совершенствованию системы разработки целесообразно производить не по отдельным скважинам или пластам, а в целом по участкам, блокам, геологическим телам, т.е. комплексно, с целью повышения коэффициента нефтеизвлечения и обеспечения по пашийско-кыновским отложениям его проектной величины 0,53.

Отложения бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения с самого начала были выделены в самостоятельный объект разработки и имеют свою историю проектирования и совершенствования разработки. В настоящее время в отложениях бобриковского горизонта выделяется 12 укрупненных залежей нефти, проектирование которых осуществлялось поочередно. В 1970 г. были составлены проектные документы по пяти наиболее крупным залежам, содержащим более 60% от суммарных извлекаемых запасов бобриковского гораизонта, а по остальным проектные документы составлялись до 1990 г. Все залежи были введены в промышленную разработку, но при этом в результате бурения большого числа девонских скважин и переинтерпретации промыслово-геофизических материалов по старому фонду постоянно уточнялись их границы, положение контуров нефтеносности, зоны распространения коллекторов и запасы нефти. Хотя в этой связи и вносились коррективы в проектные показатели залежей, но однако в целом при проектировании разработки залежей при-

Рис. 10.9. Совершенствование системы заводнения Ромашкинского месторождения:

1 – очаговое заводнение; *2* – площади с избирательным заводнением; *3* – линейное разрезание; *4* – разрезание на блоки; *5* – внешний контур нефтеносности; *6* – граница площадей

держивались целого ряда разработанных принципиальных положений, основные из которых сводились к следующему:

– разработку продуктивных отложений бобриковского горизонта осуществлять самостоятельной сеткой скважин с частичным использованием фонда девонских скважин и совместно-раздельной эксплуатацией девонского и бобриковского горизонтов;

– разбуривание пластов с нефтенасыщенной толщиной более 4 м вести по равномерной сетке скважин 500х500 м (25 га/скв), при толщине 2-4 м – по сетке 700х700 м (49 га/скв), а на участках с толщиной менее 2 м бурение нецелесообразно. При проектировании бурение более плотных сеток не планировалось из-за значительной неоднородности пластов бобриковского горизонта, а, кроме того, для их разработки вместо бурения новых скважин намечалось использовать часть скважин девонского фонда;

– разработку залежи бобриковского горизонта вести с поддержанием пластового давления путем нагнетания воды с внедрением очаговой и избирательной систем в сочетании с законтурной закачкой;

– механизированный способ эксплуатации осуществлять с забойными давлениями, соответствующими давлению насыщения (в среднем 5,0 МПа), при этом снижение забойного давления рассматривалось как резерв увеличения добычи нефти;

– устьевое давление в законтурных скважинах поддерживается на уровне 5-6 МПа (что соответствует начальному давлению на контуре питания 10-11 МПа), давление закачки в очаговых скважинах – 10 МПа;

– число проектных скважин для бурения по основной сетке – 945, резервный фонд – 253 скважины; общий фонд скважин на бобриковский горизонт с учетом пробуренных, проектных и намеченных для возврата и одновременно-раздельной эксплуатации по основной сетке – 1280;

– достижение максимальной годовой добычи нефти 2,06 млн.т планировалось в 1980 г.

Анализ показывает, что по бобриковскому горизонту были достигнуты высокие темпы отбора нефти. Благодаря интенсивной системе разработки и освоению наиболее продуктивных участков текущая добыча в целом по горизонту

перекрывала проектные уровни. В то же время было выявлено, что на отдельных участках месторождения выработка запасов происходит неравномерно, что явилось следствием значительной геологической неоднородности продуктивных отложений бобриковского горизонта в связи с изменчивостью толщины пластов на небольших участках, соразмерных с расстоянием между скважинами, без какой-либо четко выраженной закономерности. На этот процесс оказали также влияние неравномерность разбуривания по площади и различная интенсивность осуществляемой системы заводнения. Кроме того, анализ опыта разработки девонского горизонта показал, что возможности использования части фонда девонских скважин достаточно ограничены из-за многопластовости и длительного срока разработки терригенных отложений девона, неудовлетворительного технического состояния обводнившихся скважин и неравномерного выхода их из эксплуатации, а также трудностями осуществления одновременно-раздельной эксплуатации. В целом в процессе разработки отдельных залежей вносились соответствующие коррективы, способствующие улучшению по ним состояния выработки запасов. Так, было признано целесообразным уплотнение существующей сетки скважин, с размещением их равномерно по всей площади месторождения на расстоянии 400-500 м. Для уменьшения доли непродуктивных скважин рекомендовалось вести разбуривание от неизвестного к известному. Скважины, оказавшиеся за контуром нефтеносности или вскрывшие водонасыщенный коллектор, предлагалось использовать в виде нагнетательных. Для повышения нефтеотдачи бобриковских отложений рекомендовалось шире внедрять апробированные методы, связанные с закачкой серной кислоты и загущенной воды.

По залежам месторождения постоянно по мере необходимости составлялись технологические схемы и проекты, проводились анализы состояния разработки. Причем по отдельным залежам число этих работ за прошедший период составило от 1-2 до 3-4 (залежи №№3, 8, 12, 31). По залежи №24 с 1979 по 1990 г. проводился промышленный эксперимент по созданию и развитию процесса внутрипластового влажного горения (ВВГ). Кроме проектных работ на месторождении постоянно выполнялись анализы состояния разработки отдельных залежей. В настоящее время большинство из них вступило в третью стадию разработки, что было установлено при выполнении в 2005 г. технологических схем по всем 12 залежам бобриковского горизонта. Они были составлены на базе вновь пересчитанных запасов, утвержденных в 2000 г. В этих работах по каждой залежи с учетом особенностей ее строения и состояния разработки были выработаны рекомендации для достижения запроектированных коэффициентов нефтеотдачи. В результате обобщения рекомендаций и показателей по залежам для всего месторождения были приняты следующие принципиальные положения:

– бурение 501 добывающей скважины и 90 нагнетательных;

– возврат 1036 скважин на бобриковский горизонт;

– перевод 47 скважин из добывающих в нагнетательные;

– система заводнения – комбинированная: законтурная, внутриконтурная и дополнительное разрезание;

– способ эксплуатации скважин – механизированный;

– в проектных работах по отдельным залежам предусматривались совершенствование заводнения, оптимизация плотности сетки скважин, внедрение нестационарного заводнения, оптимизация давлений на забоях добывающих и нагнетательных скважин, внесение корректив в схемы расположения скважин, реконструкция системы ППД;

– для интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента нефтеизвлечения предусмотрено внедрение комплекса новейших технологий по стимуляции скважин и методов водоизоляции с указанием по залежам объемов применения эфиров целлюлозы и биополимеров и др.

10.1.3. Текущее состояние разработки Ромашкинского нефтяного месторождения

По состоянию на 01.01.2006 г. из продуктивных пластов Ромашкинского месторождения отобрано около 85,0% извлекаемых запасов. Максимум добычи нефти по месторождению в размере 81,9 млн.т. достигнут в 1970 г., в настоящее время добыча нефти снизилась и составляет около 18,0% от максимума. Годовая добыча жидкости достигла максимума в 1985 г. в размере 216,3 млн.т, затем начала снижаться и в 2004 г. составила 100,84 млн.т. Среднегодовая обводненность в течение последних 20 лет остается на уровне около 85,0%. Водонефтяной фактор достиг величины 1,74. Среднесуточный дебит одной скважины по нефти составил 4,0 т/сутки, по жидкости – 27,4 т/сутки, приемистость нагнетательной скважины 119 $м^3$/сутки. Основные продуктивные отложения (девонские и бобриковские) в настоящее время находятся на поздней стадии разработки. Добыча нефти из прочих объектов находится в начальной стадии. За годы разработки изменилась структура запасов нефти. Так, если по начальным извлекаемым запасам в терригенных коллекторах девона было сосредоточено 87,1%, в терригенных коллекторах бобриковского горизонта – 19,4%, а на запасы карбонатных коллекторов девона и карбона приходилось всего 3,6%, то по остаточным запасам в терригенных коллекторах девона осталось 54,6%, в бобриковском горизонте – 26,3, а доля запасов карбонатных коллекторов увеличилась до 19,1%, т.е возросла в 5,3 раза. На месторождении пробурена 26371 скважина, что составляет 74,9% от проектного фонда. Терригенный девон разбурен на 81,4%, терригенный карбон на 77,5%, остальные объекты разрабатываются либо возвратным фондом, либо небольшим числом скважин, пробуренных на опытных участках. В действующем фонде находится 10922 добывающих и 5763 нагнетательных скважин.

В соответствии с проектными решениями основной объект разработки Ромашкинского месторождения, представленный пашийско-кыновскими отложениями, был разделен рядами нагнетательных скважин на отдельные площади самостоятельной разработки. В разработку в первую очередь были введены такие центральные площади, как Миннибаевская, Абдрахмановская, Павловская и Южно-Ромашкинская. Разбуривание площадей велось в несколько этапов: сначала бурились скважины разрезающих нагнетательных и трех добывающих рядов по редкой сетке, затем центральное разрезание и так называемые нулевые ряды в широких (до 2 км) полосах между нагнетательными и добывающими рядами; дополнительные ряды добывающих скважин между существующими; скважины на отдельные пласты, тупиковые и водонефтяные зоны. Прилегающие к центральным Альметьевскую, Северо-Альметьевскую, Восточно-Сулеевскую, Алькеевскую, Зеленогорскую и Зай-Каратайскую разбуривали также в несколько этапов: основная сетка скважин, центральные законсервированные зоны, оптимизация плотности скважин. На остальных площадях также проводилась оптимизация сетки скважин с целью более полного охвата пластов разработкой и достижения проектной нефтеотдачи.

В процессе разбуривания площадей месторождения размещение скважин проводили с использованием различных сеток. На начальном этапе скважины размещали преимущественно по неравномерной сетке (600x400 и 800x650 м). Затем при бурении на Сармановской, Карамалинской, Холмовской

(600х600 м) и Березовской (720х720 м) площадях была применена равномерная сетка, а равномерная треугольная – на Куакбашской площади. Избирательная система была внедрена на части Холмовской и Куакбашской площадей, а линейная – на Сармановской. На всех остальных площадях применялась комбинированная система заводнения с дифференциацией: линейная – на непрерывные базисные пласты и очаговая – на прерывистые коллекторы.

С начала разработки из продуктивных пластов пашийско-кыновских отложений добыто около 90,0% от начальных извлекаемых запасов категории А, В и C_1, при текущем коэффициенте нефтеизвлечения, равном 0,470 (рис. 10.10). Вместе с нефтью с начала разработки добыто 3550,5 млн. т воды. Максимальная добыча нефти по девону в размере 81,5 млн.т была достигнута в 1970 году и удерживалась на этом уровне 6 лет. Сравнительно высокий темп отбора текущих извлекаемых запасов (около 9%) удерживался до отбора 70,0% от НИЗ. С 1975 г. месторождение вступило в позднюю стадию разработки, характеризующуюся ростом темпов обводнения, сокращением эксплуатационного фонда и снижением эффективности геолого-технических мероприятий и неуклонным падением уровней добычи нефти. В 2005 г. было добыто 11084,7 тыс.т нефти (около 13,0% от максимума), добыча жидкости составила 83374,9 тыс.т при среднегодовой обводненности 86,7 %. Закачано 89153 тыс. $м^3$ воды, отбор жидкости в пластовых условиях компенсирован на 106,5%. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти составил 4,4 т/сут, по жидкости – 33,1 т/сут.

На терригенные отложения девона по состоянию на 01.01.2006 г. пробурено 21307 скважин (рис. 10.11). В фонде действующих скважин находится 6879 добывающих и 990 нагнетательных. В годы перестройки очень заметно сократился фонд действующих добывающих скважин. До 1988 года он ежегодно увеличивался и достиг величины 9457 скважин, затем его увеличение прекратилось, хотя ежегодно вводилось несколько сотен добывающих скважин. К 1994 году он снизился до 7291 скважины, в последние годы снова начал увеличиваться и к концу 2001 года возрос до 8662 скважин, а в последние годы вновь начал снижаться за счет неправомерного вывода из эксплуатации нерентабельных и убыточных скважин. В простаивающем, законсервированном и пьезометрическом фонде по состоянию на 01.01.2006 г. насчитываются 2424 скважины. Часть из них требует проведения работ по ОПЗ с целью увеличения дебита нефти, часть – ремонтно-изоляционных работ и т.п. Нагнетательный фонд в 2005 г. составил 4803 скважины. Соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным составляет 1,6 к 1. Поддержание действующего фонда добывающих скважин достигается благодаря ежегодному вводу бездействующих скважин, хотя в последнее время достичь прежнего уровня действующих скважин (9457) не удается из-за вывода их в бездействие из-за высокой обводненности и нерентабельности эксплуатации. Однако следует учитывать, что из-за остановки нерентабельных скважин нарушается система разработки, в результате чего, в конечном счете, не сможет быть обеспечен проектный коэффициент нефтеотдачи.

Из продуктивных отложений бобриковского горизонта – второго по значимости эксплуатационного объекта Ромашкинского – отобрано 56,4% от начальных извлекаемых запасов категории А, В и C_1. Добыча нефти из бобриковского горизонта интенсивно росла в конце шестидесятых годов и в 1980 г. достигла максимума – 7,2 млн.т, в 1994 г. она снизилась до 2 млн.т (рис. 10.12). В 2005 году по всем залежам добыто 3012,1 тыс.т нефти, что в 2,4 раза ниже максимального уровня, отобрано 14559,238 тыс.т жидкости, среднегодовая обводненность продукции составила 79,3%, годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов равен 1,3%, от текущих – 3,0%. Необходимо отметить, что последние семь лет разработки наблюдается некоторый рост уровней добычи нефти при практически постоянном значении среднегодовой обводненности добываемой продукции залежи (74-79%). Достигнуто это за счет регулирования процесса разработки, изоляции водопритоков в скважинах, оптимизации работы скважин, геолого-технических мероприятий по бурению БС и БГС, ввода новых очагов заводнения, применения МУН. Кроме того, в 2001-2005 годы введено из эксплуатационного бурения 57 добывающих скважин. По состоянию на 01.01.2006 г. по залежам отобрано 401,4 млн.т жидкости, водонефтяной фактор равен 1,93. С начала разработки в пласты бобриковского горизонта закачано 390,5 млн.$м^3$. В 2005 г. объем закачки равен 12,6 тыс. $м^3$. После интенсивного падения добычи нефти, а третьей стадии наступил период относительно стабильной добычи. Текущая нефтеотдача достигла 24,6%. Текущая обводненность добываемой продукции составляет 79,3%. Большинство выделенных залежей находятся на стадии накопленного отбора жидкости 50-70% от балансовых запасов нефти (залежи № 15, 33, 12, 31, 5, 8, 9). По залежам № 1 и 24 отобрано жидкости в объеме, равном балансовым запасам нефти, третья группа залежей (№ 2, 4, 3) находится на стадии 10% отбора жидкости от балансовых запасов. После достижения максимальной добычи нефти по более крупным залежам в 1977-1980 гг. наблюдается постепенное снижение добычи до 1994 года. За этот период постепенно уменьшилась добыча жидкости и практически схожую тенденцию падения имели и объемы закачки по залежам. Происходил процесс обводнения добываемой продукции скважин и выхода части скважин в тираж. По самым крупным залежам № 1 и № 31 действующий добывающий фонд скважин уменьшился соответственно с 550 и 690 до 330 и 520. При этом действующий фонд нагнетательных скважин постепенно увеличивался до последнего времени практически по всем залежам. Далее, начиная с 1994 г., наблюдается стабилизация показателей разработки практически по всем залежам. Стабилизировались добыча нефти, жидкости, закачка воды, обводненность добываемой продукции и т.д. Этому способствовали существенный рост количества нагнетательных скважин при сохранении объемов закачки и сохранение, и даже некоторый рост числа действующих добывающих скважин. Такое изменение фонда скважин позволило вести разработку с регулированием (циклическая закачка, перемена направления потоков и т.д.) и с применением методов увеличения нефтеотдачи. В этот период происходил и более интенсивный рост вовлекаемых запасов.

По состоянию на 01.01.2006 г. на бобриковских залежах пробурено 3620 скважин (в т.ч. 3157 добывающих и 463 нагнетательных), 1055 скважин возвращено с других горизонтов (рис. 10.13). Плотность сетки на одну пробуренную скважину составляет 26,8 га/скв., с учетом возвратных – 20,8 га/скв. В добывающем фонде в 2005 году находилась 3971 скважина. Действующий фонд добывающих скважин на конец года составил 2201, из них 1929 скважин (87,6 %) оборудованы ШГН, 270 (12,3%) – ЭЦН, две скважины – фонтанные, под закачку переведены 467 скважин. В бездействии находится 275 скважин (11,1% эксплуатационного фонда), в консервации – 151. Основными причинами бездействия являются малодебитность и высокая обводненность скважин, по которым требуется водоизоляция и ОПР.

10.1.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Ромашкинского нефтяного месторождения

По принятой классификации породы-коллекторы пашийско-кыновских отложений подразделяются на высоко- и малопродуктивные. Высокопродуктивные подразделяются на высокопродуктивные с проницаемостью выше 0,1 мкм^2 и глинистостью менее 2% и на высокопродуктивные глинистые (соответственно, выше 0,1 мкм^2 и глинистостью более 2%). Малопродуктивные имеют проницаемость 0,03-0,1 мкм^2 и глинистость более 2%. Это различие проявляется и в процессе разработки, когда группа высокопродуктивных коллекторов вырабатывается более интенсивно (рис. 10.14). В связи с этим одной из проблем разработки является необходимость интенсификации разработки группы малопродуктивных коллекторов. Малопродуктивные пласты имеются и на высокопродуктивных залежах, где они залегают в виде линз различной величины, полос разной ширины или коллекторов площадного развития. Одним из способов вовлечения их в разработку является использование при закачке минерализованных вод, а также изменения соотношения нагнетательных и добывающих скважин до 1:1. При разработке терригенных коллекторов рекомендованы различные модификации третичных МУН, объемы и эффективность которых оценены по результатам опытно-промышленного внедрения на Ромашкинском месторождении с целью увеличения нефтеизвлечения пластов. В настоящее время применяется около 20 различных технологий, разработанных и применяемых на объектах девона и способствующих выработке остаточных запасов, повышению нефтеизвлечения пластов и стимуляции работы скважин на поздней стадии разработки. Они рекомендованы к внедрению при реализации 4-й Генеральной схемы с целью совершенствования технологий нефтедобычи.

Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей из коллекторов бобриковского горизонта связаны с тем, что не заводняются маломощные, низкопористые пласты (рис. 10.15, 10.16). Для залежей бобриковского горизонта, насыщенного высоковязкой нефтью, существует проблема водонефтяных зон. При значительной толщине водонасыщенной части пласта нефтеизвлечение до 15% ниже, чем для чисто нефтяных зон пласта. В заводняемой зоне все добывающие скважины имеют значительную обводненность.

Залежи бобриковских отложений Ромашкинского нефтяного месторождения в большинстве своем находятся в четвертой стадии разработки. Происходит процесс обводнения добываемой продукции скважин и выхода части скважин в тираж. С увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины для одного эксплуатационного объекта, расчлененности пластов и с уменьшением песчанистости коллектора, проницаемости, нефтенасыщенности происходит увеличение водонефтяного фактора, т.е. происходит ухудшение процесса разработки. С увеличением плотности сетки скважин происходит уменьшение водонефтяного фактора, улучшается процесс разработки.

В целом по горизонту вовлечено всего лишь 60% извлекаемых запасов. Это говорит о необходимости проведения значительного объема мероприятий по вводу невовлеченных запасов. Будет выходить значительное количество высокообводненных скважин в тираж. Поэтому это потребует как минимум бурения дополнительных скважин, в том числе с использованием горизонтальных технологий для поиска остаточных запасов.

Необходимо отметить, что залежи бобриковских отложений сосредоточены в высокопрерывистых коллекторах. Этот фактор в определенной степени препятствует более быстрому завершению процесса разбуривания залежей. Успешность бурения скважин зависит от анализа выработки пластов и в значительной степени от эффективного использования информации скважин других горизонтов, в частности, скважин кыновско-пашийского горизонта. В связи с этим расстановка новых проектных скважин по залежам производилась после тщательного анализа выработки запасов. Главным условием размещения проектной скважины и первоочередного разбуривания явилось наличие в этой зоне достаточных запасов и скважин, оконтуривающих участок минимум с трех сторон с расстоянием, равным межскважинному расстоянию принятой проектной сетки.

Ввиду ограниченности возможности использования части фонда скважин девонского горизонта путем возврата для разработки бобриковских залежей при вводе в разработку бездействующих скважин на залежи, а также при вводе скважин в разработку путем возврата с других горизонтов при технических осложнениях, взамен физически изношенных (три капитальных ремонта) рекомендуется использовать бурение дублеров и зарезку боковых стволов (БС), в т.ч. горизонтальную (БГС). При наличии необходимых условий рекомендуется провести на залежи горизонтальное бурение проектных скважин в виде опытно-промышленных работ.

Для интенсификации разработки рекомендуется использовать технологии, показавшие свою эффективность в процессе внедрения.Во вновь вводимые скважины в качестве способа совершенствования заводнения предлагается закачка в заводненные пласты гидрофобной эмульсии (Нефтенол НЗ) с целью предотвращения преждевременного обводнения продукции добывающих скважин вследствие языкообразных прорывов воды по наиболее проницаемым пропласткам. При достижении средней стадии выработанности залежи нефти предлагается закачка в заводненные пласты эфиров целлюлозы (ОЭЦ). На поздней стадии предлагается закачка в обводненные пласты полимердисперсных систем (ПДС) на основе полиакриламида с глинопорошком. Для воздействия на пласты с целью увеличения продуктивности предусматривается использование методов стимуляции добывающих скважин.В качестве методов стимуляции скважин предлагается применение методов, основанных на воздействии на призабойную зону пласта. К таким методам относятся акустико-химическое (АХВ) и термоимплозионное (ТИВ) воздействия. Для предотвращения непроизводительных потерь энергии (и, в конечном счете, для увеличения добычи нефти) в добывающих скважинах предусматривается применение методов водоограничения через скважины, расположенные в зонах высокого обводнения продукции добывающих скважин. Для этой цели рекомендуется использование реагента СНПХ-9633, закачек биополимера и модифицированных силикат-гелевых составов (МСГС). Рекомендуется применение технологии радиального вскрытия пластов (РВП) для повышения дебитов скважин. Кроме того, предлагается использование оборудования одновременно-раздельной эксплуатации пластов в зонах совпадения контуров нефтеносности с турнейскими залежами для выработки низкорентабельных запасов.

10.1.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Ромашкинского нефтяного месторождения

Для обеспечения проектного коэффициента нефтеизвлечения и оптимальной динамики добычи нефти по продуктивным отложениям Ромашкинского месторождения намечено

осуществление целого ряда мероприятий, заложенных в основных принципах разработки IV Генеральной схемы (см. раздел 10.1.2). Они предусматривают:

1. Дальнейшее разукрупнение эксплуатационных объектов пашийско-кыновских отложений путем выделения в самостоятельные объекты разработки изолированных геологических тел; малопродуктивных коллекторов; водонефтяных зон; песчаных линз и глинистых коллекторов. Объектом разработки становятся геологические тела, сформировавшиеся в процессе разработки месторождения. В пределах ранее выделенных площадей самостоятельной разработки и блоков, имеющих историю разработки, в дальнейшем необходимо выделить отдельные геологические тела, ограниченные геологическими и (или) технологическими (линии разрезания, надрезания, другие нагнетательные скважины) границами. По выделенным геологическим телам следует проводить анализ разработки с начала ввода участка в разработку, разрабатывать и осуществлять геолого-технические мероприятия по дальнейшему совершенствованию, контролю и регулированию процессов разработки. Анализ разработки проводить также по выделенным ранее блокам и площадям самостоятельной разработки. По площадям месторождения их количество составит от 15 до 130. В целом по месторождению свыше 1400. Выделение указанных объектов разработки рекомендуется производить постепенно за счет перевода части добывающих скважин, бурения новых нагнетательных скважин и при необходимости добывающих скважин, дальнейшего развития системы заводнения.

2. Создание и широкое применение постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей для анализа и проектирования разработки отдельных площадей и месторождения с целью:

– мониторинга выработки запасов нефти;

– постоянного анализа характера распределения остаточных запасов нефти по пластам с целью выбора эффективных направлений по их выработке;

– текущего прогноза добычи нефти;

– моделирования геолого-технических мероприятий по повышению коэффициента нефтеизвлечения;

– определения оптимальных вариантов доразработки месторождения.

При проведении анализа, проектирования разработки, выборе геолого-технических мероприятий, управлении процессами разработки площадей самостоятельной разработки, ранее выделенных блоков и вновь формируемых геологических тел, наряду с постоянно действующими геолого-гидродинамическими моделями, рекомендуется использовать карты разработки пластов эксплуатационного объекта, остаточной нефтенасыщенности и удельных остаточных запасов нефти [3].

Кроме того, рекомендуется проводить:

– оценку эффективности осуществляемой системы разработки по истории эксплуатации объекта с точки зрения достижения проектной величины нефтеизвлечения и необходимого для этого суммарного водонефтяного фактора;

– оценку эффективности осуществленных крупномасштабных технологических мероприятий (бурение дополнительных скважин, усиление системы заводнения, регулирования отборов жидкости, методов повышения нефтеизвлечения и др.);

– дифференцированный анализ истории эксплуатации выбывшего и ныне действующего фонда добывающих скважин с целью выявления степени отработки обводненных скважин на нефтеизвлечение и установления закономерностей динамики отборов нефти и жидкости на обычном и форсированном режимах.

Контроль за процессом разработки и техническим состоянием скважин месторождения осуществлять на базе рационального комплексирования промыслово-геофизических и промыслово-гидродинамических методов, с выбором их объемов и периодичности в зависимости от различных геолого-физических условий и состояния разработки.

3. Дальнейшую оптимизацию плотности сетки скважин для решения следующих задач:

– повышения нефтеизвлечения дренируемых запасов нефти (бурение в зонах стягивания контуров нефтеносности, на участках с большей расчлененностью ($К_р$>2) разреза и развития весьма неоднородных пластов, на участках эффективного применения МУН, на оставшиеся целики нефти) за счет повышения плотности сетки скважин до 12-16 га/скв.;

– обеспечения полной отработки охваченных заводнением активных запасов нефти путем систематического контроля и регулирования процессов разработки с применением, в основном, гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения: циклического заводнения с изменением направления фильтрационных потоков и форсированного отбора жидкости (особенно в стягивающих зонах);

– ввода в активную разработку всех находящихся на балансе невырабатываемых запасов нефти (тупиковые, застойные зоны линзы, полулинзы, маломощные нефтеносные пласты с подошвенной водой, слабопроницаемые коллекторы, песчаники, не охваченные заводнением);

– вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (глинистые коллекторы, пласты с малой толщиной ВНЗ и др.) путем дальнейшей оптимизации размеров эксплуатационных объектов, сеток скважин, систем заводнения пластовых и забойных давлений.

Для осуществления этих мероприятий необходимо будет пробурить 10370 скважин. При этом бурение новых наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин следует производить на участках с удельными извлекаемыми запасами нефти на скважину больше рентабельных; в зонах с продуктивностью коллекторов, позволяющей получать устойчивые рентабельные дебиты нефти; на участках с числом вскрываемых скважиной продуктивных пластов не менее двух.

4. Дальнейшее совершенствование системы заводнения, направленное на:

– оптимизацию давления нагнетания в зависимости от коллекторских свойств пластов, охвата пластов заводнением и выработки запасов нефти при давлениях нагнетания от 10 до 22 МПа и широком применении индивидуальных малопроизводительных (100-150 $м^3$/сут) насосов для закачки воды в отдельные скважины;

– освоение под закачку воды в одной скважине не более двух пластов, отличающихся по проницаемости не более чем в 1,5-2 раза;

– доведение соотношения нагнетательных скважин к добывающим в зависимости от геологических условий до 1:2; 1:1, а на некоторых участках, представленных слабопроницаемыми коллекторами, до 2:1;

– широкое применение дополнительного разрезания (надрезания) для формирования отдельных, полностью охватываемых заводнением блоков правильной и неправильной формы, отражающих особенности геологического строения участка и позволяющих применять более эффективные методы регулирования процессов выработки пластов;

– проектирование и реализацию технологии, обеспечивающей дифференцированную подачу воды необходимого качества в пласты различных групп коллекторов: для глинистых малопродуктивных коллекторов размеры ТВЧ и капель

нефти в закачиваемой сточной воде довести до 5 мкм^2 и их содержание – до 5 мг/л;

– вовлечение в активную разработку запасов малопродуктивных и глинистых коллекторов с использованием в качестве рабочего агента для вытеснения нефти совместимых высокоминерализованных пластовых вод (муллинского и воробьевского горизонтов), что позволяет повысить КИН на 3-5 %;

– организацию ППД в глинистых коллекторах путем создания новой системы межскважинной перекачки (МСП), предусматривающей использование водозаборных скважин для извлечения пластовой воды на поверхность и нагнетательных скважин для ее закачки;

– оптимизацию регулирования процесса разработки высокопродуктивных и малопродуктивных пластов за счет реконструкции системы ППД подключением части существующих и новых нагнетательных скважин на высоконапорные миниблочные КНС (МБКНС) и установки плунжерных насосов с широким диапазоном по производительности, давлению и высоким коэффициентом полезного действия (на МБКНС подключить от 2 до 4 нагнетательных скважин, имеющих приемистость 25-100 м^3/сут, в разрезе которых освоены не более двух продуктивных пластов, отличающихся по проницаемости не более чем в два раза);

– развитие системы заводнения за счет бурения новых нагнетательных и освоения под закачку скважин из добывающего фонда.

Для осуществления этих мероприятий необходимо будет пробурить 2902 нагнетательных скважины. Разработку залежи рекомендуется вести при пластовых давлениях, близких к начальному, но не ниже 16-16,5 МПа. Поэтому компенсация отбора жидкости закачкой в пластовых условиях должна быть 100-110%. Регулирование закачки осуществлять оптимизацией объемов нагнетания путем ограничения производительной и малоэффективной закачки воды, снижения излишних объемов закачки воды при одновременном увеличении закачки воды при освоении и стимуляции работы новых нагнетательных скважин и т.д. Давление на забоях добывающих скважин рекомендуется поддерживать на уровне оптимального (7-9 МПа).

5. Достижение проектной нефтеотдачи, для чего предусматривается:

– широкое применение современных гидродинамических МУН (нестационарное заводнение с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, форсированный отбор на завершающей стадии разработки, ввод недренируемых запасов по отработанным технологиям вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти);

– широкое внедрение третичных МУН (физико-химических: потокоотклоняющих технологий, направленных на повышение охвата пластов заводнением и коэффициента вытеснения нефти; комплексных технологий; физических методов);

– широкое внедрение отработанных технологий водоизоляционных работ для регулирования разработки и ограничения добычи попутной воды;

– массовое применение эффективных методов обработки призабойных зон, стимуляции работы скважин и пластов (химические, физические, тепловые и термохимические, микробиологические, комплексные методы);

– широкое (до 10% скважин) внедрение бурения горизонтальных стволов из ранее пробуренных малодебитных или обводненных скважин по направлению улучшения коллекторских свойств пластов и увеличения нефтесодержания в них, а также углубления забоев скважин с целью вскрытия неотработанных нижележащих пластов.

Необходимо подчеркнуть, что в IV Генеральной схеме предусмотрены направления работ по повышению нефтеотдачи сверх проектного уровня. Для этого даны следующие рекомендации [3]:

– продолжить исследования по формированию в залежи остаточных нефтей выделенных групп (малоизмененных и сильнопреобразованных) и количественной их оценке по площадям месторождения и разработке методов их извлечения;

– улучшить первичное вскрытие пластов с применением растворов с нулевой отдачей, полимерных и других эффективных растворов, равновесного бурения, вскрытия пластов на депрессии, вскрытие пенными системами, аэрацией воздухом и т.д.;

– улучшить вторичное вскрытие пластов (бесперфораторное вскрытие, ОРВ, гидропескоструйная перфорация, сверлящие перфораторы, глубокопроникающая, вертикально-щелевая перфорация и др.);

– широко внедрять бурение ГС и БГС для вовлечения остаточных запасов;

– применение воздействия физическими полями и биотехнологией;

– применение в качестве информационного обеспечения при проектировании разработки фильтрационных параметров межскважинного пространства и автоматизированной системы контроля за выработкой пластов – АСКУ-ВП (КГУ).

Для совершенствования разработки бобриковских отложений также рекомендован ряд мероприятий, включающих:

1. Оптимизацию плотности сетки скважин за счет возврата девонских скважин и бурения новых для ввода в разработку запасов тупиковых зон, ВНЗ и зон небольшой эффективной нефтенасыщенной толщины до 7-21 га/скв., в среднем до 16 га/скв.

2. Развитие системы заводнения с доведением соотношения нагнетательных и добывающих скважин до 1:3 за счет перевода определенной части добывающих скважин, возвратных скважин из других горизонтов под нагнетание и бурения новых нагнетательных скважин.

3. Поиск и вовлечение в разработку запасов тупиковых зон путем бурениея ГС, МГС и БГС из старых и возвратных скважин.

4. Регулирование разработки за счет циклирования закачки, перемены направлений потоков. Развитие системы заводнения с доведением соотношения нагнетательных скважин к добывающим до 1:3.

5. Осуществление разработки небольших залежей (площадь нефтеносности 150-250 га и менее) с применением законтурного и приконтурного заводнения. При этом приконтурные скважины осваиваются под закачку после их обводнения. Применение при разработке этих залежей внутриконтурного заводнения (очаги или разрезающие ряды) в большинстве случаев приводит к преждевременному обводнению скважин и добыче больших объемов воды без значительного увеличения темпа разработки.

6. Ввод из бездействия скважин малодебитного фонда с применением методов стимуляции дебитов.

7. Использование потокоотклоняющих МУН, изоляционных методов и методов стимуляции добывающих и нагнетательных скважин.

8. Повышение надежности размещения новых скважин за счет геологического и гидродинамического моделирования. Скважины бурить только в тех зонах, где обеспечиваются минимально рентабельные запасы и продуктивность скважин. С целью исключения бурения малоэффективных скважин в зонах с прерывистым коллектором новые скважины размещаются лишь в случаях наличия информации по результатам

бурения в окружении минимум с трех сторон на расстоянии 300-400 м.

9. Проведение разработки участков залежей с малыми нефтенасыщенными толщинами (1-3 м), а также водонефтяных зон преимущественно бурением продуктивных интервалов в добывающих скважинах с наклонными стволами с целью повышения дебитов до экономически рентабельных величин.

10. Эксплуатацию скважин, расположенных в ВНЗ, в случае их преждевременного обводнения проводить со вскрытием всего интервала нефтенасыщенной толщины до ВНК и форсированным отбором жидкости с целью эксплуатации данной скважины с образованием обратного конуса воды или с установкой отсекателя ствола скважины на уровне кровли пласта и хвостовика с созданием обратного потока жидкости в продуктивном интервале для уменьшения объемов добычи попутной воды.

10.2. Бавлинское нефтяное месторождение

Что было, то видели, что будет – увидим.

Русская народная пословица

Бавлинское нефтяное месторождение является одним из крупнейших в Татарстане и располагается в его юго-восточной части в пределах Бавлинского района, который на юге граничит с Оренбургской областью, а на востоке – с Башкортостаном. В орогидрографическом отношении район месторождения является частью Бугульминско-Белебеевской возвышенности с рельефом, осложненным долинами рек и небольших водораздельных плато, в пределах которых абсолютные отметки поверхности изменяются от 110 до 350 м.

История открытия Бавлинского месторождения самым непосредственным образом связана с планомерным и многолетним проведением большого объема геологоразведочных работ по изучению геологического строения и нефтеносности крайнего юго-востока республики и прилегающих территорий Западной Башкирии, начатых в 30-е годы прошлого столетия с целью выявления в его пределах перспективных для поисков на нефть и газ структурных поднятий. Для данного региона, в частности, большое значение имело решение совещания у главного геолога Наркомнефти СССР М.Ф.Мирчинка, где 25 декабря 1942 г. был утвержден план разведочных работ по Башнефтекомбинату. Целью их являлось установление особенностей стратиграфического разреза, определения промышленного значения выявленных по разрезу продуктивных горизонтов и уточнения тектонических элементов структуры как по верхним, так и нижним горизонтам. В сентябре 1943 года было начато бурение скважины №1 с проектной глубиной 2150 м до вскрытия докембрийских отложений. В этой скважине к концу 1944 года были вскрыты терригенные отложения угленосного горизонта и известняки верхнетурнейского подъяруса, при одновременном опробовании которых в декабре 1944 года был получен приток нефти дебитом 5-8 т/сутки с обводненностью 17%. Тем самым было установлено наличие нефтяных залежей в этих отложениях и подтверждено наличие Бавлинского нефтяного месторождения. При дальнейшем разбуривании в разрезе горизонта $Д_I$ был вскрыт нефтенасыщенный пласт в интервале 1777,0-1796,5 м, в процессе опробования которого 16 сентября 1946 года был получен мощный фонтан нефти с дебитом более 300 т/сутки. Таким образом было открыто одно из крупнейших на юго-востоке республики месторождений в терригенных отложениях пашийского горизонта ($Д_I$), эксплуатация которого начата этой скважиной в апреле 1947 года.

В процессе интенсивного разбуривания Бавлинской структуры более чем 20 разведочными и эксплуатационными скважинами по системе поперечных профилей на расстоянии 2-5 км к началу 1950 года по многим из них были получены значительные фонтаны нефти, а по скважинам, давшим воду, появилась возможность установить положение внешнего контура месторождения. В результате этого залежь нефти горизонта $Д_I$ Бавлинского месторождения была оконтурена с юго-запада, юга и юго-востока. Первый проект разработки был составлен институтом «Гипровостокнефть» в 1949 г. под руководством К.Б.Аширова и А.И. Губанова, и это позволило перейти к целенаправленному бурению скважин (все последующие проекты составлялись в ТатНИПИнефть). Одновременно продолжалось бурение разведочных и оценочных скважин для дальнейшего изучения геологического строения месторождения. В результате этого происходило расширение площади нефтеносности девонских отложений и открытие новых участков. Так, в 1954 году к северу от основной залежи была установлена нефтеносность горизонта $Д_I$ Ново-Бавлинской площади, в 1962 году Крым-Сарайского участка, а в 1963 году – расположенного на западе Жмакинского участка. Нефтеносность горизонта $Д_{III}$ Ново-Бавлинской площади была установлена в 1955 году. В процессе разведочного бурения на отложениях карбонатного девона и нижнего карбона, начатого в середине 50-х годов прошлого столетия, была установлена промышленная нефтеносность и уточнено строение турнейского яруса и бобриковского горизонта нижнего карбона и фаменского яруса верхнего девона в пределах основной залежи и Ново-Бавлинской площади, а также Крым-Сарайского, Акбашского, Коробковского и Жмакинского участков.

10.2.1. Геологическое строение и нефтеносность Бавлинского нефтяного месторождения

Как показали проведенные исследования, осадочная толща, слагающая разрез месторождения, достигает мощности до 2000 м и залегает на гранито-гнейсовых породах кристаллического фундамента. На территории месторождения она представлена отложениями среднего и верхнего отделов девонской, всех отделов каменноугольной, пермской, третичной и четвертичной систем, сложенных как карбонатными, так и терригенными породами.

В целом общая тектоническая обстановка района определяется наличием глубинных разломов – Бавлинского, Северо- и Южно-Бавлинского, протягивающихся в субширотном направлении. Они, наряду с серией линейных субмеридиональных и субширотных дизъюнктивных нарушений, послужили причиной образования блоков фундамента и шовных участков, где локализовалась кора выветривания. В тектоническом отношении Бавлинское месторождение приурочено к Бавлинско-Туймазинскому валу, который вместе с другими ступенчато погружающими валами осложняет юго-восточный склон ЮТС. В целом это сравнительно пологая складка шириной 20-30 км и длиной около 100 км с более крутым юго-восточным и очень пологим северо-западным крыльями. В пределах вала выделяется ряд достаточно крупных локальных поднятий: Туймазинское, Александровское, Бавлинское и Ново-Бавлинское, которые от свода Бавлинской структуры удалены в северо-восточном направлении от 8 до 26 км.

На территории месторождения выделяется пять структурно-морфологически обособленных участков: собственно Бавлинский, Жмакинский, северо-восточный, Ново-Бавлинский и Крым-Сарайский. Бавлинская структура является наиболее крупной, поверхность ее в основном в центральной части осложнена отдельными куполами амплитудой до 10 м

Рис. 10.17. Структурная карта по подошве репера “верхний известняк” (*составил Р.Б. Хисамов*):

1 – внешний контур нефтеносности; *2* – изогипсы подошвы репера; *3* – скважины

(рис.10.17). Структура характеризуется асимметричностью крыльев, которая выражается наличием крутого (до 7^0) юго-восточного крыла и пологого (не более 1^0) северо-западного (рис.10.18).

В процессе разведки и разработки Бавлинского месторождения в разрезе осадочной толщи по целому ряду горизонтов терригенного и карбонатного девона и карбона были установлены нефтепроявления различной интенсивности [4]. Наиболее значительны они по терригенным отложениям живетского яруса среднего девона – горизонты $Д_{III}$ и $Д_{IV}$, пашийского горизонта нижнефранского подъяруса верхнего девона (в промысловой практике – горизонт $Д_1$), бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона, а также по карбонатным коллекторам турнейского яруса. Менее значительны нефтепроявления в карбонатных коллекторах данково-лебедянского и заволжского горизонтов верхнефаменского подъяруса верхнего девона и алексинского горизонта визейского яруса нижнего карбона. Наибольшей площадью нефтеносности характеризуются залежи верхнетурнейского подъяруса и бобриковского горизонта нижнего карбона (рис.10.19).

Для продуктивных горизонтов месторождения характерно исключительное разнообразие литолого-петрографического состава, коллекторских свойств, характера насыщенности, толщин и особенностей залегания по площади и разрезу (табл.10.5). Особенности основных эксплуатационных объектов, сложенных как терригенными, так и карбонатными коллекторами, кратко могут быть охарактеризованы следующим образом.

В отложениях пашийского горизонта выделено шесть залежей нефти, в целом оконтуренных изогипсой минус 1490 м и отличающихся по своим размерам и амплитуде. Так, наиболее крупная из них собственно Бавлинская пластово-сводовая залежь имеет размеры 10х15 км и высоту около 25 м (рис.10.17, 10.18). Средняя абсолютная отметка ВНК залежи равна минус 1488,3 м. Средняя нефтенасыщенная толщина – 8,9 м. Они характеризуются достаточной степенью неоднородности (коэффициент расчлененности составляет 2,4, коэффициент песчанистости – 0,837) и в среднем высокими значениями коллекторских свойств (пористость – 20,4%, проницаемость – 0,473 мкм^2, нефтенасыщенность – 0,85).

В турнейском ярусе нефтеносны отложения кизеловского и черепетского (на отдельных повышенных частях структур) горизонтов, представленные карбонатными коллекторами, приурочены к залежи, которая на месторождении наиболее значительна по размеру (площадь ее превышает 350 км^2) (рис.10.19). Основным продуктивным горизонтом яруса является кизеловский, имеющий среднюю эффективную нефтенасыщенную толщину 7 м (рис.10.20). Средняя абсолютная отметка ВНК составляет минус 987,0 м. Средняя пористость коллекторов равна 11%, нефтенасыщенность – 0,634, проницаемость – 0,002 мкм^2, коэффициент песчанистости – 0,49.

К терригенным отложениям бобриковского горизонта приурочена крупная многопластовая залежь пластово-сводового типа (участками литологически осложненная), занимающая площадь всего месторождения (рис.10.19) и представляющая собой единую гидродинамическую систему. Для терригенных отложений бобриковского горизонта, представ-

Таблица 10.5

Характеристика продуктивных отложений Бавлинского месторождения

Показатели	Ярусы, горизонты							
	воробьев-ский	ардатов-ский	паший-ский	данково-ле-бедянский	заволж-ский	турней-ский	бобриков-ский	алексин-ский
Год открытия	1954	1954	1946	1960	1960	1944	1944	1967
Год ввода в разработку	1955, 1962	1955, 1962	1947, 1987			1960	1962	1987
Стратиграфический возраст D	$_2D$	$_2D$	$_3D$	$_2D$	$_2C$	$_1C$	C_1	C_1
Средняя глубина залегания, м	1870	1820	1742	1395	1334	1240	1215	1199
Тип залежи	пласт.-сводов.	пласт.-сводов.	пласт.-сводов.	пласт.-сводов.	пласт.-сводов.	пластовый	пласт.-сводов.	пластовый
Тип коллектора	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный	карбонатный	терригенный	карбонатный
	поровый			порово-трещинный			поровый	порово-трещин.
Площадь нефтеносности, км^2	4,2	36,6	166,8	9,7	30,7	278	352,8	33,7
Средняя общая толщина, м	11,1	8,7	15,8	40,9	62,9	22,6	17	17,9
Средняя общая нефтенасыщенная толщина (для карбонатов), м				9	12,2	18,6		3,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,3	2,5	8,9	4,1	9,6+	7	3,5	2,9
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	5,8	3	8,3	9,2	17,4	7,1	3,4	1,9
Пористость, %	0,231	0,172	0,204	0,074	0,092	0,11	0,212	0,18
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,796	0,737	0,85	0,745	0,661	0,634	0,844	0,71
Проницаемость, мкм^2	0,6	0,244	0,473	0,004	0,006	0,002	0,858	0,04
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,854	0,323	0,837	0,821	0,618	0,488	0,267	0,17
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,744	1,276	2,395	1,608	2,75	1,558	1,642	1,2
Начальная пластовая температура, ^oC	35	35	35	30	27	25	23	23
Начальное пластовое давление, МПа	19	18	17,5	14	13,5	12,4	12,2	12
Абсолютная отметка ВНК, м	-1533,6	-1532,9	-1488,3	-1118,0-1122,0	-1082,0-1085,0	-987	-967,5	-931
Начальные извлекаемые запасы категории ABC_1, $+C_2$,%	0,60%	2,0%	48,3%	0,3%	1,4%	11,8%	35,0%	0,6%
Начальные извлекаемые запасы категории C_3,%								

Рис. 10.18. Геологический разрез отложений горизонта $Д_1$ основной залежи (*составил Р.Б. Хисамов*):

1, 2 – песчаник нефте-, водонасыщенный; *3* – репер “верхний известняк”; *4* – начальное положение ВНК

Рис. 10.19. Карта совмещенных контуров нефтеносности продуктивных отложений Бавлинского месторождения (*составили С.А. Лиходедова, Р.Б. Хисамов*):

1, 2, 3, 4, 5, 6 – внешние контуры нефтеносности горизонтов соответственно D_{IV}, D_{III}, D_I, кизеловского, бобриковского и алексинского; *7* – зона отсутствия коллектора; *8* – граница между Бавлинским и Туймазинским месторождениями

ленных различным сочетанием песчано-алевролитовых пластов, характерна резкая фациальная их изменчивость по площади залегания и по разрезу (рис.10.20). Общая толщина горизонта составляет 17 м, изменяясь от 10 до 21,2 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины равно 3,5 м. Средняя абсолютная отметка ВНК равна минус 967,5 м. Для отложений характерны достаточно высокие значения коллекторских свойств: пористость равна 21,2 %, проницаемость – 0,858 мкм^2, нефтенасыщенность – 0,844. Параметры неоднородности характеризуются следующими значениями: коэффициент песчанистости равен 0,27, а расчлененности – 1,6.

Залежи горизонтов $Д_{III}$ и $Д_{IV}$ живетского яруса в основном небольшие, отличающиеся как по размерам, так и по амплитуде, и могут быть отнесены к типу пластово-сводовых литологически экранированных. Для них характерно наличие обширных зон замещения. В отложениях горизонта $Д_{IV}$ в пределах Бавлинской площади выявлены четыре небольшие залежи, средняя абсолютная отметка ВНК по которым составляет минус 1533,6 м. Средняя нефтенасыщенная толщина отложений составляет 4,3 м. Среднее значение пористости равно 23,1%, проницаемости – 0,600 мкм^2, нефтенасыщенности – 0,796. Залежи горизонта $Д_{III}$ вскрыты как на ос-

Рис. 10.20. Геологический профиль по линии скважин 805-73 по отложениям нижнего карбона Бавлинского месторождения. Терригенные породы, коллекторы:

1 – нефтенасыщенные; *2* – водонасыщенные. Карбонатные породы, коллекторы; *3* – нефтенасыщенные; *4* – водонасыщенные; *5* – плотные породы; *6* – ВНК

новной залежи, так и на Ново-Бавлинской площади и различаются по площади нефтеносности. Средняя абсолютная отметка ВНК равна минус 1532,9 м. Средняя нефтенасыщенная толщина отложений горизонта равна 2,5 м, пористость –17,2%, проницаемость – 0,244 мкм^2, нефтенасыщенность – 0,737.

Отложения муллинского горизонта на территории всей площади месторождения водонасыщены.

Нефтеносность отложений алексинского горизонта нижнего карбона связана в основном с небольшими залежами пластового типа, выявленными в центральной части месторождения. Средняя абсолютная отметка ВНК составляет минус 931,0 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 2,9 м. Коллекторские свойства отложений характеризуются в целом невысокими значениями: пористость равна 18%, проницаемость – 0,04 мкм^2, нефтенасыщенность – 0,71. Коэффициент песчанистости составляет 0,17, расчлененности – 1,2.

В последние годы в пределах небольших залежей, расположенных в различных частях месторождения, по отдельным скважинам получены положительные результаты опробования в интервалах отложений данково-лебедянского и заволжского горизонтов фаменского яруса. Средние абсолютные отметки по этим отложениям составляют, соответственно, минус 1120 м и 1083 м (табл. 1). Коллекторские свойства этих отложений характеризуются невысокими значениями: пористость, соответственно, 7,4 и 9,2%, проницаемость – 0,004 и 0,006 мкм^2, нефтенасыщенность – 0,745 и 0,661.

В отложениях среднего и верхнего карбона нефтепроявлений на территории месторождения не отмечено.

В течение всего прошедшего со времени открытия месторождения периода проводилось изучение физико-химических свойств пластовых и поверхностных нефтей и попутных газов (табл. 10.6, 10.7). Как видно из приведенных данных, свойства флюидов достаточно существенно различаются в зависимости от местоположения продуктивных отложений в разрезе. Так, сверху вниз по разрезу увеличиваются значения давлений насыщения и газосодержания, а вверх по разрезу увеличиваются значения вязкости и плотности нефти. Также по разрезу отмечается последовательное изменение состава нефтей: содержание серы снижается сверху вниз по разрезу, а содержание смол и парафина – увеличивается. Такая же тенденция прослеживается в отношении выхода фракций. В целом можно отметить изменение физико-химической характеристики нефтей при переходе от отложений нижнего карбона к отложениям терригенного девона (табл.10.6). Сравнительная характеристика компонентного состава нефтяных газов также указывает на наличие определенных тенденций в их изменении вверх по разрезу (табл.10.7). Так, в газах бобриковского горизонта больше сероводорода, углекислого газа и азота и несколько меньше метана, этана и пропана, чем в газах пашийского горизонта. В то же время газы пашийского горизонта характеризуются более высоким, по сравнению с бобриковскими, содержанием высших углеводородов.

Изучение гидрогеологической характеристики отложений показало наличие в разрезе месторождения различных по литологическому составу и водообильности водовмещающих пород. В целом выделяются три гидрохимические зоны: верхняя – пресных вод, средняя – солоноватых и минеральных вод и нижняя – рассольных вод. Снизу вверх по разрезу наблюдается достаточно закономерная тенденция уменьшения общей минерализации, абсолютного содержания хлора, кальция при абсолютном увеличении содержания сульфатов и гидрокарбонатов. Отмечается также уменьшение вверх по разрезу плотности пластовых вод (табл.10.6).

За многолетнюю историю разведки и разработки Бавлинского месторождения запасы нефти оценивались неоднократно по мере изучения и накопления информации о нефтеносности осадочной толщи, литолого-петрографической характеристики коллекторов продуктивных горизонтов и уточнения особенностей их геологического строения по площади и по разрезу. Это приводило к изменению величины запасов во времени как вследствие уточнения параметров подсчета, так и увеличения площади нефтеносности (особенно характерным, например, для бобриковских отложений). В значительной степени это было связано с постоянным совершен-

ствованием методов ведения геологоразведочных работ. Так, на этом месторождении в процессе подготовки его к разработке впервые была применена комплексная методика ускоренной подготовки к разработке, заключающаяся в поэтапном проведении ГРР, повышении роли эксплуатационного бурения в изучении базисного и особенно вышележащих объектов. Это позволило ускорить ввод в разработку практически неразведанного месторождения, начав с более продуктивного базисного объекта-горизонта $Д_I$ с последующим изучением и введением в разработку в 60-х годах залежей нефти в терригенных отложениях нижнего карбона. В целом поэтапная подготовка и ввод в разработку залежей различных этажей нефтеносности позволили обеспечить более приемлемую динамику добычи нефти, когда падение добычи нефти из-за истощения объектов в терригенном девоне частично компенсировалось за счет ввода в эксплуатацию залежей вышележащих горизонтов.

В табл.10.5 и на рис.10.21 показаны результаты подсчетов запасов по всем продуктивным горизонтам Бавлинского месторождения по состоянию на 2005 г. Наибольшее количество начальных извлекаемых запасов было сосредоточено в терригенных отложениях месторождения (85,9%) и лишь 14,1% в карбонатных. Анализ показывает, что по содержанию в отдельных горизонтах выделяются пашийский (48,3%), бобриковский (35,0%) и кизеловский (11,8%) горизонты, а при сопоставлении отдельных участков – основная залежь (46,8 %).

10.2.2. История проектирования и совершенствования разработки основных продуктивных горизонтов Бавлинского нефтяного месторождения

Бавлинское нефтяное месторождение является многопластовым, многообъектным и многозалежным и относится к числу основных разрабатываемых месторождений Республики Татарстан. Интенсивная разработка его начала осуществляться с 1950 г. путем поэтапного ввода запасов в эксплуатацию. В настоящее время в пределах промышленно нефтеносных горизонтов месторождения открыто около 40 залежей. Разрабатываемые эксплуатационные объекты находятся на различных стадиях разработки. Так, в промышленной разработке находятся коллекторы в терригенных отложениях девона и бобриковского горизонта нижнего карбона. На стадии разбуривания, обустройства и ввода в эксплуатацию находятся карбонатные коллекторы кизеловского горизонта. Алексинский горизонт вскрыт единичными скважинами, в основном возвращенными с бобриковского горизонта. Заволжский и данково-лебедянский горизонты находятся в пробной эксплуатации и эксплуатируются единичными скважинами.

Всего за всю историю разработки по продуктивным отложениям месторождения и отдельных его участков было составлено более 25 проектных документов. В основу первого проекта разработки Бавлинского месторождения, выполненного только для основной залежи пашийского горизонта, был положен ряд принципов разработки Туймазинского месторождения. Проектирование системы разработки выполнено в 1950 г. под руководством К.Б. Аширова и А.И. Губанова в Гипровостокнефти. К этому периоду проектирования вышележащие горизонты – фаменского и турнейского ярусов, бобриковского горизонта, а также нижележащие ардатовский и воробьевский горизонты еще не были разведаны. Была принята система разбуривания кольцевыми рядами добывающих скважин от внешнего контура нефтеносности к центру залежи с расстоянием между рядами 500 м, а между скважинами в рядах 400 м. Разбуривание центральной части структуры предлагалось по треугольной сетке, с расстоянием между скважинами в 350 м. Поддержание пластового давления проектировалось осуществлять путем законтурного заводнения с приемистостью 700-800 $м^3$/сут. К 1956 г. пласт $Д_I$ Бавлинской площади был в основном разбурен. Проектом разработки предусматривалось сгущение сеток скважин в зоне стягивания контура. Фактически же весь свод разбурен равномерно по сетке 400х500 м. Рост фонда добывающих скважин, увеличение суточной добычи нефти и запаздывание с промышленной закачкой воды привели к концу 1952 г. к снижению пластового давления в зоне разработки на 4,2 МПа. С началом закачки воды средневзвешенное пластовое давление в зоне разработки неуклонно росло и с середины 1954 г. суточная добыча достигла проектного уровня.

Бавлинское месторождение известно по всей стране и за рубежом благодаря проведению на нем в течение трех десятилетий уникального промышленного эксперимента по изучению влияния плотности сетки скважин на производительность залежи и нефтеизвлечение.

О том, как мало нефтяники знали о разработке, говорит обозначение целей проводимого эксперимента и перечень локальных задач, которые ВНИИнефть планировало решать в процессе эксперимента. Основные цели эксперимента были следующие.

1. Доказать возможность сохранения достигнутого объема добычи нефти из пласта $Д_I$ 10000 т в сутки при остановке около 50% скважин действующего эксплуатационного фонда.

2. Изучить в реальных условиях разработки пласта $Д_I$ зависимость нефтеизвлечения от плотности размещения скважин.

Первая задача эксперимента была поставлена в связи с тем, что многими ведущими специалистами высказывались сомнения и возражения относительно возможности получения запроектированного объема добычи нефти на Ромашкинском нефтяном месторождении при вдвое меньшей плотности сетки добывающих скважин.

Вторая, основная, задача промышленного эксперимента – определение влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта – является одной из важнейших научных и практических проблем нефтяной промышленности. Для решения ее требуется длительное время и тщательное проведение большого комплекса теоретических и промысловых исследований.

Независимо от поставленных задач фактически на месторождении осуществлялся другой эксперимент по определению возможности выработки запасов водонефтяной зоны скважинами, расположенными в чисто нефтяной части залежи, т.е. без разбуривания ВНЗ.

ВНИИнефтью на электроинтеграторе ЭИС проанализирован процесс разработки пласта $Д_I$ с учетом влияния разработки соседнего Туймазинского месторождения с целью решения следующих основных задач:

1. В каком порядке и за какой промежуток времени остановить скважины, чтобы не вызвать нарушение установившегося режима работы пласта?

2. Как будет изменяться пластовое давление в период остановки скважин и в процессе эксплуатации (разработки) месторождения?

3. Каким образом распределить дебиты по скважинам и рядам после остановки части скважин?

4. Сохранится ли достигнутый объем добычи нефти из пласта $Д_I$ при остановке половины эксплуатационного фонда скважин?

5. Как будут стягиваться контуры нефтеносности?

6. Оценка нефтеизвлечения в конце эксперимента.

Основные результаты промышленного эксперимента можно сформулировать так:

Таблица 10.6

Характеристика нефтей продуктивных отложений Бавлинского месторождения

Наименование	Средние значения по продуктивным отложениям							
	воробьевский горизонт	ардатовский горизонт	пашийский горизонт	данково-лебед. горизонт	заволжский ярус	кизеловский ярус	бобриковский горизонт	алексинский горизонт
Давление насыщения газом, МПа	6,30	5,30	8,1	5,90	5,80	4	3,81	3,81
Газосодержание, $м^3/т$	69,05	55,40	72,1	48,30	44,00	24,10	23,50	22,90
Плотность нефти в пластовых условиях, $т/м^3$	0,799	0,788	0,785	0,857	0,871	0,862	0,856	0,856
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3,9	3,5	2,8	16,6	23,7	20,8	24,4	24,4
Плотность нефти в поверхностных условиях, $т/м^3$	0,831	0,843	0,842	0,887	0,895	0,886	0,885	0,888
Объемный коэффициент при дифф. разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	не опр	не опр	1,1433	1,0724	1,0410	1,0416	1,046	не опр
Вязкость динамическая, мПа*с								
при 20 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
50 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость кинематическая, $10^{-6}м^2/с$:								
при 20 °С	6,8	9,5	16,6	-	-	30,8	32,8	-
50 °С	3,4	3,6	4,8	-	-	-	8,7	-
Температура застывания, °С	-20	-20	-17	-17	-17	-17	-15	-15
Массовое содержание, %								
Серы	1,3	1,3	1,3	2,0	2,30	2,3	2,4	2,4
Смол силикагелевых	8	8,2	14,8	13,7	14,8	12,7	13,8	17,7
Асфальтенов	2,9	4,0	3,7	6,0	5,3	5,2	5,3	5
Парафинов	2,4	3,9	3,3	2,9	3,2	1,8	3,0	3,8
Объемный выход фракций, %								
Н.К. - 100 °С	52,4	47,6	5,8	6,0	5,5	4,8	4,6	3,5
до 200 °С	32,4	11,4	11,7	28,0	26,0	21	20,3	10,4
до 300 °С	56,0	32,6	23,2	45,0	44,0	41	43,7	29,2
Начало кипения, °С								
Классификация нефти								
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,36	1,34	2	1,79	1,79	1,68	1,75	1,63
Плотность воды в пластовых условиях, $т/м^3$	1,19	1,19	1,193	1,173	1,173	1,16	1,17	1,15

1. В процессе многолетних исследований разработаны и усовершенствованы методы геолого-промыслового анализа, выявлены особенности продвижения контуров нефтеносности, подъема водонефтяного контакта (ВНК) и продвижения нагнетаемой воды в процессе разработки месторождения с поддержанием пластового давления путем законтурного и на поздней стадии внутриконтурного заводнения.

2. Вытеснение нефти в пределах широких водонефтяных зон к забоям добывающих скважин внутренних рядов, как это предусматривалось первоначальными проектными документами, осуществляется лишь частично и не может обеспечить выработку водонефтяных зон. Недостаточная разбуренность ВНЗ привела к отбору остаточных запасов на завершающей стадии разработки со значительной обводненностью добываемой продукции.

3. Сохранение достигнутого уровня добычи нефти при вдвое меньшем числе скважин было обусловлено ранней стадией разработки и наличием высоких добывных возможностей скважин.

4. Влияние плотности сетки скважин на нефтеизвлечение оказалось более существенным, чем планировалось в первых и последующих проектных документах (прогнозировались потери 0,25 – 1,5 %) для условий пласта $Д_1$, имеющего высокие коллекторские свойства и сравнительно однородное строение, насыщенного нефтью малой вязкости. Фактически потери от разрежения сетки скважин с 20 до 40 га/скв. различными исследователями оцениваются от 4,7 до 6,7 пункта [2].

5. Осуществление разработки по первоначальной системе не обеспечивает достижение запроектированного коэффициента нефтеизвлечения.

6. Экспериментальные работы оказывают отрицательное влияние на конечные результаты. В настоящее время эксплуатационное бурение дополнительных скважин ведется с большим риском и осторожностью из-за боязни получения непродуктивных скважин. Экономия средств в начальной стадии разработки привела к неоправданно большим затратам средств на поздней стадии разработки. Поэтому сделан вывод о необходимости разбуривания всей площади залежи с начала разработки.

Таким образом, проведенный эксперимент однозначно указал на необходимость разбуривания всей залежи (включая и водонефтяные зоны) с самого начала равномерной оптимальной сеткой скважин с проектированием резервных скважин для бурения на поздней стадии разработки на остаточные невырабатываемые запасы и для формирования зон стягивания контуров нефтеносности.

Плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на производительность и нефтеизвлечение залежей даже в условиях сравнительно однородных высокопродуктивных эксплуатационных объектов типа горизонта $Д_1$ Бавлинского месторождения. Это влияние тем больше, чем выше неоднородность и расчлененность эксплуатационного объекта и чем ниже коллекторские свойства пластов.

Подчеркнем наиболее важный результат экспериментальных работ – установление существенного влияния плотности сетки на нефтеотдачу даже

Таблица 10.7

Характеристика попутных газов продуктивных отложений Балинского месторождения*

Наименование	Ярусы, горизонты							
	воробьевский	ардатовский	пашийский	данково-лебедянский	заволжский	кизеловский	бобриковский	алексинский
Сероводород	0,00	0,04	0,00	0,02	0,04	0,25	0,28	0,28
Углекислый газ	0,05	0,05	0,38	0,12	0,12	0,73	1,29	1,29
Азот+редкие	10,63	9,9	9,72	8	8	15,72	23,34	23,34
Метан	47,39	41,95	40,68	39,84	39,84	36,84	36,56	36,56
Этан	26,12	26,67	22,06	20,04	22,06	17,54	18,55	18,55
Пропан	26	26,05	20,56	18,01	18,01	13,2	13,39	13,39
i-Бутан	4,3	4,51	2,73	2,62	2,63	3,60	2,64	2,64
n-Бутан	6,35	6,47	4,74	4,96	4,24	3,20	2.97	2.97
i-Пентан	2,54	2,48	1,71	2,3	1,46	2,10	1,83	1,83
n-Пентан	2,91	2,72	1,68	1,64	1,09	1,30	1,5	1,5
Гексан+высшие	2,71	2,19	0,84	1,07	0,77	1,60	1,01	1,01
Плотность при стандартных условиях, кг/м^3	1,347	1,448	1,352	1,38	1,41	1,361	1,351	1,351

* – Однократное разгазирование; мольное содержание, %

* – Однократное разгазирование; мольное содержание, %

Рис. 10.22. Схема развития системы заводнения горизонта $Д_1$:

Скважины: *1* – добывающие; *2* – нагнетательные законтурного, приконтурного заводнения; *3* – нагнетательные, введенные до 1980 г. (1960-1980 гг.); *4* – нагнетательные, введенные в 1980-1993 гг.; *5* – перевод скважин из добывающих под закачку; *6* – внешний контур нефтеносности

при исключительно благоприятных геолого-физических параметрах горизонта $Д_1$. Определенные экспериментальным путем потери нефтеотдачи при разрежении сетки с 26 до 84 га/скв. по ВНЗ составили, по различным оценкам, от 6,2 до 12,7 пункта, при разрежении сетки вдвое по чисто нефтяной зоне от 3,1 до 4 пунктов, а в целом по залежи горизонта $Д_1$ от 4,7 до 6,7 пункта, что существенно выше ранее прогнозируемых 0,25-1,5 пункта [2, 4].

Этот эксперимент подтвердил возможность сохранения на ранней стадии разработки достигнутого уровня добычи меньшим числом скважин при фонтанном способе эксплуатации, наличии резервов добывных возможностей скважин и значительном увеличении депрессии на пласт. Анализ данных эксперимента показал, что для реализации преимуществ более плотных сеток скважин для пропорционального повышения производительности залежи необходимо поддерживать оптимальные пластовые и забойные давления, а также соотношения нагнетательных и добывающих скважин, расстояния между ними, перепады давлений. В последующем такие системы разработки были реализованы на геологически более сложных Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях.

Проведенный эксперимент однозначно показал, что залежь необходимо с самого начала разбуривать оптимальной сеткой скважин. При этом потери в нефтеизвлечении будут ниже, чем в случае, когда на залежи уплотнение сетки скважин произвести на поздней стадии разработки. В последнем случае эксплуатация части пробуренных скважин оказывается нерентабельной из-за высокой обводненности, что случилось с половиной введенных повторно экспериментальных скважин. Однако это не говорит о необходимости только одностадийного разбуривания залежей. В любом случае для разработки неоднородных объектов в проектах следует предусматривать сравнительно небольшой (10-30%) резервный фонд, который должен буриться по мере уточнения геологического строения и исследования состояния выработки пластов.

В 1970 г. в ТатНИПИнефть был составлен проект доразработки залежи и предложены рекомендации по совершенствованию системы разработки пласта $Д_1$ на поздней стадии. С целью ускорения доразработки залежи предложено на 1973-1980 гг. отбор жидкости установить на уровне 3,75 млн. т в год. В 1975 г. в соответствии с рекомендациями ВНИИ и ТатНИПИнефть была составлена программа ввода экспериментальных скважин в пробную эксплуатацию. За период 1975-1985 гг. предусмотрен ввод в эксплуатацию 46 скважин. В 1985-1986 гг. в ТатНИПИнефти было проведено обобщение результатов бавлинского эксперимента и составлен проект доразработки девонских залежей нефти. В целом в соответствии с проектными решениями происходило постоянное совершенствование системы разработки месторождения (рис.10.22). Расположение нагнетательных скважин выбиралось по направлению естественного заводнения пласта. Для повышения эффективности воздействия на залежь предлагалось усовершенствовать путем разрезания ВНЗ на блоки радиальными рядами нагнетательных скважин. С целью усиления эффекта блокового разрезания предлагалось нестационарное заводнение с переменой фильтрационных потоков. Все остановленные на эксперимент скважины пред-

лагалось пустить в эксплуатацию. Для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения в опытном порядке рекомендовалось применение физико-химических методов повышения нефтеизвлечения пластов: закачка серной кислоты, последовательная закачка АСК и ПАВ-ОП-10; испытание маслорастворимого ПАВ типа $АФ_{9-6}$, загущение воды эфирами целлюлозы. К 1994 г. основное число экспериментальных скважин было введено в эксплуатацию.

В 1994 году институтом «ТатНИПИнефть» выполнен проект разработки Бавлинского месторождения, в котором был дан ряд рекомендаций по повышению эффективности выработки запасов пашийского горизонта, а именно, совершенствование системы заводнения на основной залежи путем разрезания ее на отдельные блоки и формирования зон стягивания, частичное разукрупнение пласта путем раздельного воздействия на прикровельный уплотненный пропласток, вовлечение в разработку слабодренируемых участков и интервалов, тупиковых зон путем бурения уплотняющих скважин и применения третичных методов увеличения нефтеизвлечения пластов – закачка ОЭЦ, КДС и ПДС в порядке ОПР.

Бобриковский горизонт является вторым по величине начальных запасов нефти эксплуатационным объектом месторождения. Разработка его велась в соответствии с проектными документами, составленными ЦНИЛ объединения «Татнефть» и ТатНИПИнефть. В технологической схеме 1965 г. была предложена совместная разработка бобриковских и турнейских залежей, со значительным опережением выработки запасов бобриковских залежей для перевода обводнившихся скважин на отложения турнейского яруса. Скважины размещались по квадратной сетке 650х650 м с уплотнением ее по залежи бобриковского горизонта до 460х460 м на участках с нефтенасыщенной толщиной 4 м и более. Однако опыт разработки этой залежи подтвердил необходимость разбуривания всей залежи по равномерной сетке скважин с оптимальным расстоянием между скважинами 283 м.

Было выявлено, что принятое решение по разбуриванию неоднородных пластов с различной сеткой скважин в зависимости от нефтенасыщенной толщины было неверным. Залежь нефти необходимо было разбурить в пределах внешнего контура нефтеносности по одной сетке скважин без выделения участков с различной толщиной.

Поддержание пластового давления рекомендовалось осуществлять через законтурные скважины. В 1971 г. составлена технологическая схема центрального участка с совместной разработкой залежей бобриковского и верхнетурнейского горизонтов при избирательном заводнении. В проекте разработки залежей нижнего карбона 1987 года бобриковский и кизеловский горизонты уже рассматривались в качестве самостоятельных объектов эксплуатации. Для бобриковской залежи предлагалось совершенствование системы заводнения с постепенным переходом к блоковому разрезанию залежи, а с целью увеличения нефтеизвлечения было рекомендовано циклическое заводнение с переменой направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, закачка серной кислоты и полимерное заводнение. В проекте 1994 г. по бобриковскому горизонту принято решение о продолжении разрезания залежи на блоки, раздельной закачке воды в пласты, разбуривании невовлеченных запасов нефти тупиковых зон и изолированных линз, закачке ОЭЦ и КДС в порядке ОПР.

По отложениям турнейского яруса пробная эксплуатация была проведена в 1959 г. Технологическая схема разработки залежей нижнего карбона в целом, в которой была рекомендована совместная разработка залежей бобриковского и турнейского ярусов, составлена в ТатНИПИнефть в 1962 г. Однако практика совместной эксплуатации залежей нефти, приуроченных к коллекторам различных типов, не оправдала себя, поэтому в проекте 1987 г. карбонатные отложения турнейского яруса выделены в самостоятельный объект разработки. По предложению «Татнефти» на первоочередных разбуриваемых участках разработки кизеловского горизонта начали проводиться опытные работы по определению влияния плотности сетки скважин на эффективность разработки сложнопостроенных продуктивных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью, а также отработка системы воздействия на пласт. В процессе их проведения было установлено, что применение каверн-накопителей, организация заводнения, закачка соляной кислоты обеспечивают повышение нефтеизвлечения на 15-20% (абсолютных). Достаточно обнадеживающими на другом участке оказались результаты работ с освоением под закачку группы скважин для заводнения карбонатных коллекторов пористостью 8-11% с ожидаемым коэффициентом нефтеизвлечения по участку 0,30 при проектном 0,2. Разбуривание и разработка одного из участков показали, что плотность сетки 4 га/скв. обеспечивает достаточно высокие темпы годовых отборов даже на естественном режиме. Однако снижение пластового давления приводит к снижению дебитов скважин до пределов рентабельности, что еще раз подтвердило необходимость заводнения с целью поддержания пластового давления.

По последнему проектному документу 1994 г. по кизеловскому горизонту принято решение о разбуривании объекта комбинированной сеткой горизонтальных и вертикальных скважин с организацией трехрядной системы заводнения, создании в вертикальных скважинах искусственных каверн-накопителей нефти (ИКНН) и опробование новых технологий разработки карбонатных коллекторов с закачкой ПАА и ПДС в порядке ОПР. В связи с интенсивным разбуриванием кизеловского горизонта на Коробковском участке месторождения (VI блок) и необходимостью совершенствования системы поддержания пластового давления, по заданию ОАО «Татнефть» в 2002 году составлено дополнение к проекту Бавлинского месторождения. В этой работе предложен способ разработки, включающий разбуривание участка в определенном порядке системой скважин с вертикальными и горизонтальными стволами с куста, вскрытием всех пластов массива, бурение водозаборных скважин на девонские отложения, опережающую закачку воды в пласт, циклическую закачку вытесняющего агента, применение методов повышения нефтеотдачи пластов.

Одновременно принимались проектные решения по другим эксплуатационным объектам. Так, эксплуатация залежей ардатовского горизонта ($Д_{III}$) на Бавлинской и Ново-Бавлинской площадях велась в начале скважинами, углубленными с верхних горизонтов. Согласно проекту 1986 г. на этот горизонт была принята равномерная квадратная (400х400м) сетка скважин с комбинированной системой поддержания пластового давления, которая предусматривала дополнение законтурного заводнения очаговым и внутриконтурным разрезанием залежи тремя рядами нагнетательных скважин. В связи с тем, что ввод в эксплуатацию большего числа добывающих скважин не сопровождался соответствующим вводом нагнетательных скважин, отмечено снижение пластового давления. Проектом 1994 г. принято разбуривание ардатовского горизонта самостоятельной сеткой скважин 300х300 м и внедрение внутриконтурного заводнения в сочетании с приконтурным.

Эксплуатация воробьевского горизонта ($Д_{IV}$) на Бавлинской площади началась с 1955 года. Проектом 1986 г. в период 1991-1996 гг. предусматривался перевод 6 скважин с пласта $Д_I$ на пласт $Д_{IV}$, бурение 2 добывающих скважин, а с 1991 года – организация приконтурной закачки через 3 обводнившиеся скважины пласта $Д_I$. Проектом 1994 г. по горизонту $Д_{IV}$ реко-

мендовано разбуривание отдельных линз. На одной из залежей предлагалось опробование технологий заводнения. Остальные залежи предусматривалось разрабатывать на естественном режиме, при этом намечалось бурение 15 скважин.

Эксплуатация залежей нефти алексинского горизонта также осуществлялась единичными скважинами. В проекте 1987 г. горизонт рассматривался как объект возврата с бобриковского и частично кизеловского горизонтов после полной их отработки. Предполагалось с 1996 г. ввести в эксплуатацию 122 такие скважины. Было намечено 3 ряда нагнетательных скважин. Для определения оптимальной плотности сетки и выбора технологии воздействия на пласт в проекте 1994 г. рекомендовано проведение ОПР с вводом в эксплуатацию группы скважин по определенной сетке.

Следует отметить, что по проекту 1994 г. в целом по Бавлинскому месторождению было рекомендовано бурение 2279 (2221– на запасы кат.ABC_1 и 58 – на запасы кат.C_2) вертикальных и горизонтальных скважин. Из них 1258 добывающих, 423 нагнетательных, 317 резервных, 183 дублера, 40 оценочных и 400 горизонтальных скважин при общем проектном фонде к концу разработки 3560.

В целом можно констатировать, что Бавлинское месторождение, вслед за соседним Туймазинским, стало полигоном, на котором использовались новейшие технологии и технические средства разработки. На месторождении получили развитие различные системы заводнения, начиная от законтурного с переходом к комбинированным системам внутриконтурного заводнения. По горизонту $Д_1$ система развивалась от законтурного заводнения к сочетанию его с внутриконтурным блочным разрезанием на поздней стадии разработки. По бобриковскому горизонту – от избирательного в начальной к блоковому с элементами очагового заводнения в более поздней стадии разработки. По турнейскому ярусу – применение рассредоточенных систем разработки с самого начала эксплуатации залежи.

На Бавлинском месторождении в ходе проведения экспериментальных работ были обоснованы пути совершенствования систем разработки высокопродуктивных месторождений маловязких нефтей в терригенных коллекторах, обеспечивающие достижение высокого (до 60%) нефтеизвлечения.

Затем также были решены проблемы эффективной разработки залежей нефти повышенной вязкости в зонально неоднородных терригенных коллекторах бобриковского горизонта путем применения замкнутых блочных систем и очагового заводнения, нестационарного заводнения с переменой направления фильтрационных потоков, оптимизации давления нагнетания и плотности сеток скважин.

Исследование закономерностей геологического строения залежей в карбонатных пластах, проведение ОПР и обобщение их результатов позволяют определить основные пути совершенствования разработки слабопроницаемых неоднородных пластов, обеспечивающих их рентабельную эксплуатацию.

Поэтапная подготовка и ввод в разработку залежей различных этажей нефтеносности позволили обеспечить более приемлемую динамику добычи нефти, когда падение добычи нефти из-за истощения объектов в терригенном девоне частично компенсировалось за счет ввода в эксплуатацию залежей вышележащих горизонтов.

Проектирование разработки Бавлинского многообъектного и многопластового месторождения вначале проводилось отдельно по терригенным отложениям девона и отдельно по нижнему карбону. Однако именно практика разработки этого месторождения показала, что проектирование всех объектов месторождения необходимо вести одновременно. Опыт свидетельствует, что в этом случае более целенаправленно решаются вопросы разведки, подготовки к разработке, повышается эффективность эксплуатационного бурения и использования пробуренного фонда скважин (возврат, опробование различных горизонтов, добуривание до нижележащих пластов и т.д.).

В заключение следует подчеркнуть, что открытие в 1944 г. Бавлинского нефтяного месторождения и последующие этапы его разработки имели принципиально важное значение для развития всей нефтяной промышленности. Обобщение уникального опыта разработки месторождения, являющегося одним из первенцев внедрения новой технологии заводнения в нашей стране, проводилось неоднократно, обсуждалось на самых высоких форумах и явилось весомым вкладом в науку и практику освоения нефтяных месторождений, помогая совершенствовать технологии разведки и разработки новых нефтяных месторождений не только Татарстана, но и других нефтедобывающих регионов.

10.2.3. Текущее состояние разработки Бавлинского нефтяного месторождения

Все залежи месторождения находятся в разных стадиях разработки. Наиболее выработанным является пашийский горизонт (93,3% от НИЗ). Слабо разбурены залежи ардатовского и воробьевского горизонтов. По состоянию на 01.01.2006 года пробуренный фонд составляет 1977 скважин, из которых на девонских залежах пробурено 507 скважин, на залежах нижнего карбона – 1470 скважин.

С девонских залежей отобрано 74,8 млн.т нефти, из них 97,3% добыто скважинами пашийского горизонта. Жидкости отобрано 204,3 млн.т, ВНФ — 1,8. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,53. В продуктивные пласты закачано 255,9 млн.$м^3$ воды. В 2005 г. добыто 253,3 тыс.т нефти и 2070,4 тыс.т попутной воды. Обводненность добываемой продукции в среднем составила 90,2%. Средний дебит действующих скважин по нефти 3,6 т/сут, по жидкости — 36,3 т/сут.

Залежи нефти пашийского горизонта приурочены к Бавлинской площади, Ново-Бавлинскому, Жмакинскому и Крым-Сарайскому участкам Бавлинского месторождения и находятся на различных стадиях разработки. По действующему проекту разработки (1994 г.) утвержденный фонд на пашийском горизонте составил 563 скважины, в том числе 383 добывающих, 114 нагнетательных, 33 контрольно-пьезометрических, 6 оценочных и 27 резервных. Кроме того, для замены физически изношенных скважин было намечено 96 дублеров. На 01.01.2006 года пробуренный фонд равен 426 скважинам. С учетом пришедших с других объектов и переведенных в различное время на другие объекты в эксплуатации перебывало 493 скважины. В действующем добывающем фонде на 01.01.2006 г. 172 скважины, под закачкой воды – 73 скважины. В связи с поздней стадией разработки горизонта в целом и высокой степенью обводненности добываемой продукции текущий дебит скважин по нефти невысокий и в среднем составляет 3,7 т/сут. Средняя приемистость нагнетательной скважины равна 179 $м^3$/сут. За 2005 год из отложений горизонта $Д_1$ извлечено 226,2 тыс.т нефти. В целом по горизонту средняя обводненность продукции скважин в 2005 году составила 90,7%. Наиболее обводнена продукция скважин основной залежи — 96,1%, с меньшей обводненностью работают скважины Крым-Сарайского (74,4%) и Жмакинского участков (81,1%).

Наиболее выработанной является основная залежь Бавлинской площади, на которой сосредоточено 84% балансовых запасов месторождения. Залежь находится на поздней стадии разработки, при этом основные запасы из высокопродуктив-

ных пластов в значительной степени уже выработаны, продолжается разработка оставшихся трудноизвлекаемых запасов (рис.10.23). Характерными для залежи являются высокая степень обводненности продукции и низкие дебиты нефти (рис.10.24, 10.25). Анализ динамики добычи нефти показывает, что текущая годовая добыча составляет около 2% от максимального уровня 3785 тыс. т, достигнутого в 1957 году. Годовая добыча нефти за 2005 год составила 61,1 тыс. т. Обводненность продукции основной залежи в 2005 г. составила 96,1%, дебит по нефти – 1,7 т/сут, по жидкости – 48,6 т/сут. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 311 $м^3$/сут. За все время эксплуатации из основной залежи отобрано 65,4 млн.т нефти, или 56,9% от начальных балансовых запасов. Для поддержания пластового давления в пласты закачано 234 млн. $м^3$ воды, за 2005 год – 1430 тыс. $м^3$ воды.

Из отложений ардатовского горизонта за весь срок разработки отобрано 1211,4 тыс.т нефти, а за 2005 год добыто 22,5 тыс.т нефти и 56,3 тыс.т жидкости. Текущие дебиты в 2005 г. составили 2,9 т/сут по нефти и 7,3 т/сут по жидкости.

Из отложений воробьевского горизонта на 01.01.2006г. добыто 765,5 тыс.т нефти и 3316,3 тыс.т воды. Обводненность достигла 95,3%, а накопленный ВНФ составил 4,3. За 2005г. из пласта $Д_{IV}$ добыто 4,4 тыс.т нефти, при этом средний дебит по нефти в 2005г. составил 1,6 т/сут, а по жидкости – 33,7 т/сут.

Одним из основных эксплуатационных объектов на Бавлинском месторождении являются также отложения бобриковского горизонта нижнего карбона, пробная эксплуатация которых была начата в 1944 году. Промышленная разработка залежей бобриковского горизонта велась в соответствии с проектными документами, составленными ЦНИЛ объединения «Татнефть» и институтом «ТатНИПИнефть». По состоянию на 01.01.2006 года на бобриковском горизонте пробурено 754 скважины, из них – 525 добывающих, 224 – нагнетательных, 2 поисково-разведочные и 3 контрольные.

В целом по бобриковскому горизонту, который находится на поздней стадии разработки, по состоянию на 01.01.2006 года добыто 40,2 млн.т нефти (рис. 10.26). Средний дебит скважин по нефти составил 2,7 т/сут (рис.10.27). Накопленная добыча жидкости достигла 129,1 млн.т, ВНФ – 2,2. Обводненность продукции скважин в среднем по бобриковскому горизонту составляет 82,7%, а по участкам изменяется от 59,4% на Акбашском до 86,7% на Крым-Сарайском.

Проведенный анализ показал, что более 66% скважин работали с дебитом до 3 т/сут, из них более 30% – с дебитом от 2,0 до 3,0 т /сут. Все скважины действующего фонда в той или иной степени обводнены, причем с обводненностью до 50% работало 36,3% скважин, а с обводненностью более 90% – 18 % скважин. Средний дебит жидкости одной скважины составляет 16,1 т/сут. С дебитом жидкости до 20 т/сут работали 80% скважин. Средняя приемистость нагнетательных скважин за 2005 год – 99 $м^3$/сут.

Промышленная эксплуатация бобриковских отложений в значительной степени связана с самой крупной залежью нефти, по которой на 01.01.2006 года накопленный отбор нефти составил 35,1 млн.т нефти (87,5% добычи всего бобриковского горизонта). Средний дебит нефти скважин по горизонту составляет 2,7 т/сут, при обводненности продукции 82,7%. Накопленная добыча жидкости составила 112,1 млн.т, ВНФ – 2,2.

В целом разработка бобриковских отложений находится на поздней стадии, когда основные запасы из высокопродуктивных пластов выработаны (рис. 10.28). Значительная часть мероприятий направлена на выработку трудноизвлекаемых остаточных запасов с характерными для залежи высокой степенью обводненности продукции и низкими дебитами нефти. Оставшиеся запасы в основном приурочены к зонам ухудшенных коллекторов, тупиковым зонам и неразбуренным участкам, чаще всего представленных малопродуктивными коллекторами с малой нефтенасыщенной толщиной пласта. Выполненный за последние годы значительный объем геолого-технических мероприятий по стимуляции добычи нефти из скважин, увеличению производительности остановленных ранее малодебитных скважин, вводу скважин из бездействия, оптимизации режимов скважинного оборудования, ограничению притока воды в высокообводненных скважинах, применению методов ПНП привел к повышению эффективности действующего фонда скважин.

10.2.4. Проблемы разработки трудноизвлекаемых нефтей и применение новых технологий на поздней стадии разработки Бавлинского нефтяного месторождения

На поздней стадии разработки возникают проблемы ухудшения структуры оставшихся запасов основных эксплуатационных объектов за счет опережающей выработки активных запасов и необходимости повышения эффективности разработки объектов, сложенных карбонатными коллекторами. Анализ показывает, что к настоящему времени наиболее интенсивно выработаны терригенные отложения пашийского и бобриковского горизонтов. На стадии разбуривания и ввода в разработку находятся залежи верхнетурнейского подъяруса, алексинского горизонта визейского яруса, практически не вовлечены в разработку разведанные запасы заволжского и данково-лебедянского горизонтов фаменского яруса, локальные залежи ардатовского и воробьевского горизонтов среднего девона. Это свидетельствует об усложнении условий разработки Бавлинского месторождения, указывает на необходимость поиска эффективных технологических решений для интенсификации эксплуатации оставшихся запасов. На обустроенном Бавлинском месторождении основным резервом сохранения и стабилизации нефтедобычи является ввод в разработку трудноизвлекаемых запасов, составляющих основную долю в остаточных запасах.

Весь комплекс геолого-технических мероприятий направляется на включение в процесс вытеснения нефти из застойных и тупиковых зон, на доотмыв заводненных пластов. С целью повышения дебитов скважин и коэффициента нефтеизвлечения на месторождении рекомендуется внедрение широкого круга самых различных методов, направленных на интенсификацию добычи нефти, изоляцию притока воды, применение загущающих, гелеобразующих, дисперсных, гидрофобизирующих, имплозионных, вибрационных, микробиологических и других технологий.

На месторождении широко применяется целый ряд методов увеличения нефтеотдачи пластов. Так, прошли промысловые испытания 14 технологий физико-химического воздействия на продуктивные пласты (закачка слабо- и высококонцентрированных водных растворов ПАВ (поверхностно-активных веществ), внутрипластовое сульфирование нефти, закачка полимер-дисперсных систем и полимерное заводнение и др.), разработана и испытана технология циклического физико-химического воздействия на пласт. Апробированы 17 различных методов воздействия на призабойную зону пласта: химические (кислотные, обработки углеводородными и водными растворами ПАВ, растворителями тяжелых углеводородов и др.); физические (гидравлический разрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, волновые методы, имплозивные); тепловые (термохимическое, термогазохимическое воздействие, электропрогрев и др.).

Остаточные запасы нефти на основной залежи пашийского горизонта приурочены к частично заводненным зонам с ухудшенными коллекторскими свойствами, а также к прикровельному пропластку, который на большей части площади залегает бесконтактно с основным пластом. На других участках остаточные запасы рассредоточены по залежам, представленным тонкими слабопроницаемыми пластами. Эти запасы с полным основанием можно отнести к трудноизвлекаемым. Перспективным методом повышения нефтеотдачи значительно выработанных в процессе заводнения пашийских и бобриковских пластов является применение полимерно-дисперсных систем (ПДС), составов на основе эфиров целлюлозы (ММЦ, ОЭЦ, МОЭЦ).

Для дальнейшего повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов Бавлинского месторождения предлагается внедрение комплексной технологии, включающей: бурение добывающих и нагнетательных скважин по элементам с нагнетательной скважиной в центре в строго определенном порядке, опережающую закачку воды в пласт, проводку горизонтальных стволов после детального изучения геологического строения элементов, отбор продукции из прикровельной части пласта, а закачку – в подошвенную часть пласта. В вертикальных и наклонно-направленных скважинах с целью интенсификации и поддержания рентабельных дебитов в условиях неоднородных коллекторов и наличия трещиноватости применима схема последовательного воздействия на продуктивный пласт: НСКО >ГСКО > ИКНН.

Оставшиеся запасы бобриковского горизонта приурочены к зонам ухудшенных коллекторов, тупиковым зонам и неразбуренным участкам, чаще всего представленным алевролитами с малой нефтенасыщенной толщиной пласта.

Для эффективной разработки остаточных запасов бобриковского горизонта месторождения рекомендуется:

– для равномерной выработки запасов нефти по блокам основной залежи продолжить бурение новых скважин по треугольной сетке 400х400 м;

– на неразбуренных участках в случае присутствия кизеловского горизонта разрабатывать залежи бобриковского горизонта возвращенными с кизеловского горизонта скважинами после их отработки;

– по программе опытно-промышленных работ проводить промышленные испытания технологий одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов для различных сочетаний объектов;

– продолжить разбуривание Крым-Сарайского участка по треугольной сетке 400х400 м;

– продолжить разбуривание Акбашского и Муртазинского участков;

– продолжить разбуривание невовлеченных запасов нефти тупиковых зон и изолированных линз;

– организовать очаговую закачку на изолированных от нагнетания зонах, с переходом на площадную систему заводнения, закачку воды вести раздельно на C_1bbI^2 и C_1bbI^3, для чего пробурить новые нагнетательные скважины, а также освоить под закачку скважины из числа ранее пробуренных;

– бурение скважины-дублеров взамен изношенных нагнетательных скважин;

– осуществление циклического отбора жидкости и закачки воды;

– применение методов повышения нефтеотдачи (акустико-химическое воздействие, термоимплозионное воздействие, применение гипана с жидким стеклом и др.);

– расширение применения технологии радиального вскрытия пласта.

10.2.5. Дальнейшие направления совершенствования разработки Бавлинского нефтяного месторождения

Бавлинское месторождение находится на завершающей стадии разработки, которая характеризуется снижением темпов отбора, интенсивным развитием заводнения коллекторов, ростом обводненности и ВНФ, что влечет за собой выбытие значительной части скважин из действующего фонда.

В настоящее время основными эксплуатационными объектами из перечисленных выше являются пашийский и бобриковский горизонты. В связи с тем, что основные объекты Бавлинского месторождения находятся на поздней стадии разработки, особое значение, как резерва нефтедобычи, приобретают так называемые трудноизвлекаемые запасы, доля которых в остаточных запасах непрерывно растет. Поэтому важное значение на месторождении придается анализу результатов опытно-промышленных работ по изысканию новых прогрессивных методов выработки трудноизвлекаемых запасов, созданию и совершенствованию методов повышения нефтеизвлечения пластов: гидродинамических (геолого-физических, форсированного отбора, циклического заводнения с переменой направления потоков жидкости в пласте) и третичных (физико-химических). В то же время решение проблемы превращения малоэффективных сложнопостроенных залежей в эффективные при прочих равных условиях во многом определяется степенью повышения продуктивности скважин при применении методов интенсификации.

Этапы дальнейшей разработки Бавлинского месторождения предусматривают решение следующих основных задач, направленных на повышение эффективности выработки запасов по отдельным эксплуатационным объектам:

– по воробьевскому горизонту ($Д_{IV}$) – разбуривание отдельных линз;

– по ардатовскому горизонту ($Д_{III}$) – разбуривание залежи на Бавлинской площади по проектной сетке 300х300 м и внедрение внутриконтурного заводнения с применением повышенного давления нагнетания для выработки запасов из слабопроницаемых коллекторов (до 16 МПа);

– по пашийскому горизонту ($Д_1$) – продолжение разрезания основной залежи на отдельные блоки с целью создания благоприятных условий для циклического воздействия на остаточные запасы, частичное разукрупнение пласта путем раздельного воздействия на прикровельный уплотненный пропласток, разбуривание невовлеченных в разработку участков, тупиковых зон и изолированных линз, зарезка вторых стволов, применение разработанной в КГУ системы АСКУ – ВП [3];

– по залежам заволжского и данково-лебедянского горизонтов необходимо выполнить опробование пластов, а затем, исходя из добывных возможностей скважин, решать проблему отбора продукции из скважин (последовательная разработка объекта снизу-вверх или ОРЭ);

– по кизеловскому горизонту – предлагается внедрение комплексной технологии, включающей: бурение добывающих и нагнетательных скважин по элементам с нагнетательной скважиной в центре в строго определенном порядке, опережающую закачку воды в пласт, проводку горизонтальных стволов после детального изучения геологического строения элементов, отбор продукции из прикровельной части пласта, а закачку – в подошвенную часть пласта и системное применение МУН;

– по бобриковскому горизонту – для равномерной выработки запасов нефти по блокам необходимо продолжить разрезание залежи на блоки с бурением новых добывающих скважин; организовать очаговую закачку на изолированных от

нагнетания зонах и раздельную закачку воды в пласты бобриковского горизонта; взамен изношенных нагнетательных скважин (имеющих порывы э/колонн) дополнительно пробурить дублеры; продолжить циклический отбор жидкости и закачки воды;

– по алексинскому горизонту — продолжить опытные работы по определению оптимальной плотности сетки скважин для объекта, испытать передовые технологии вскрытия пластов.

10.3. Ново-Елховское нефтяное месторождение

И медведь из запасу лапу сосет.

Русская народная пословица

Ново-Елховское нефтяное месторождение является вторым по запасам месторождением Республики Татарстан и расположено в ее Закамской юго-восточной части в пределах Заинского и Альметьевского районов. На достаточно близком (20-45 км) от него расстоянии располагаются такие города, как Альметьевск, Бугульма, Заинск. Район месторождения покрыт сетью шоссейных и грунтовых дорог, через которые могут выполняться круглогодичные грузовые перевозки и связь с нефтепромысловыми объектами, а также выход на шоссейную дорогу федерального значения Казань-Уфа. Транспортная связь может также осуществляться по железной дороге (ж.д. станции в гг. Альметьевск, Бугульма, Набережные Челны), водным (пристань на р.Кама в г. Набережные Челны) и воздушным путями (аэропорты в гг. Набережные Челны, Бугульма). В орогидрографическом отношении рассматриваемый район расположен в наиболее приподнятой части восточного Закамья в пределах пологого северо-западного склона Бугульминско-Белебеевской возвышенности. Для него характерен довольно пересеченный холмистый рельеф с наличием асимметричных широких плато, перемежающихся относительно глубокими и широкими долинами. Гидрографическая сеть района сформировалась под влиянием общей направленности понижения рельефа к Камской долине и представлена рекой Степной Зай с ее многочисленными притоками. По берегам рек прослеживаются пойменная и надпойменная террасы, к которым приурочены самые низкие отметки рельефа около 100 м. В наиболее возвышенных частях местности наблюдаются отметки порядка 250 м.

В непосредственной близости в востоку от Ново-Елховского месторождения расположено гигантское Ромашкинское нефтяное месторождение, что в целом способствовало развитию мощной инфраструктуры нефтяной индустрии в рассматриваемом районе, где имеется развитая система сбора и транспорта нефти, в основном реализованная по групповой герметизированной схеме. Для закачки в системе ППД в настоящее время используется как пресная вода из Камского водовода, так и очищенная сточная вода из ближайших товарных парков. Энергоснабжение осуществляется в основном через линии электропередач от Заинской ГРЭС.

10.3.1. Геологическое строение и нефтеносность Ново-Елховского нефтяного месторождения

Разрез осадочной толщи Ново-Елховского нефтяного месторождения представлен терригенно-карбонатными образованиями девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем, залегающими на гранито-гнейсовых породах кристаллического фундамента.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах западного склона Южного купола Татарского свода и приурочено к осложняющему его Акташско-Ново-Елховскому валу. От Ромашкинской структуры оно отделяется достаточно узким (до трех километров), глубоким (до 60 м) и протяженным (до 100 км) Алтунино-Шунакским прогибом, имеющим меридиональное простирание. По разрезу осадочной толщи структурный план отложений подвержен изменениям. Как видно на приведенной структурной карте, по кровле пашийского горизонта для Ново-Елховской структуры, имеющей длину более 80 км, ширину более 15 км и высоту до 45 м, характерны асимметричность и различие углов падения (восточное крыло имеет углы падения 2-4°, а западное, северное и южное – 12-15°) (рис. 10.29). По верхним структурным этажам в отложениях нижнего и среднего карбона прослеживается сглаженность и уменьшение размеров структуры, которая, по существу, превращается в структурную террасу с большим числом локальных поднятий третьего порядка [2]. Кроме того, по ним прослеживается слабая выраженность Алтунино-Шунакского прогиба, протяженность которого составляет менее 10 км.

Как показывает анализ, Ново-Елховское месторождение может быть отнесено к числу многообъектных и многопластовых объектов, характеризующихся особенностями площадного распространения и залегания по разрезу различных типов коллекторов. В пределах месторождения выявлен целый ряд промышленно нефтеносных объектов: в терригенных отложениях пашийского и кыновского горизонтов верхнего девона и бобриковского горизонта нижнего карбона, а также в карбонатных отложениях турнейского яруса нижнего карбона и башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона. По этим отложениям отмечается довольно широкий диапазон изменения площади нефтеносности: от 50 км^2 по тульскому горизонту до 670 км^2 – по пашийскому. Все они приурочены к различным типам залежей (от пластово-сводового до массивного) и коллектора (от порового до порово-трещинного) (табл. 10.8).

Основными эксплуатационными объектами месторождения являются отложения кыновского (пласт $Д_0$) и пашийского горизонтов ($Д_1$) нижнефранского подъяруса верхнего девона, представленные переслаиванием песчаных, песчано-алевритовых и аргиллитовых пород (рис.10.30). Коллекторами в них являются хорошо отсортированные мелкозернистые кварцевые песчаники и крупнозернистые алевролиты с незначительной примесью глинистого материала. Для корреляции отложений осадочной толщи в этой части разреза используется репер «аяксы», который четко выделяется в кровле глин кыновского горизонта в разрезах всех скважин. К основным может быть отнесен и репер «аргиллит», залегающий над пластом «в» и выделяющийся почти во всех скважинах. Особенностью разреза является то, что не во всех случаях уверенно может быть выделена подошва пашийского горизонта, ввиду того, что репер «глина», представленный аргиллитами, довольно часто замещается глинистыми алевролитами. Кроме того, в большом количестве скважин бурение прекращалось именно в этой части разреза во избежание вскрытия водонасыщенных коллекторов. Необходимо также отметить, что один из основных реперов Ромашкинского месторождения «верхний известняк» в пределах Ново-Елховского месторождения носит значение вспомогательного, поскольку в значительном количестве разрезов он замещен глинистыми породами. В этих условиях граница между кыновским и пашийским горизонтами достаточно четко проводится по смене нижнекыновских глин песчано-алевролитовыми пашийскими отложениями. Если отложения кыновского горизонта представлены в основном одним (реже двумя) пропластком пласта $Д_0$, то пашийский горизонт ($Д_1$) является многопластовым объектом, в пре-

Рис. 10.29. Структурная карта по кровле пашийского горизонта (*составил В.Л. Коцюбинский*):

I, II, III – площади соответственно Акташская, Ново-Елховская, Федотовская; линии с точкой – внешние контуры нефтеносности залежей

делах которого в настоящее время может выделяться до 9 пластов (сверху вниз – «а», «б$_1$», «б$_2$», «б$_3$», «в», «г$_1$», «г$_2$», «г$_3$» и «д»). Толщина пластов верхнепашийской пачки составляет 1-3 метра, а нижнепашийской может достигать 6-9 метров. В зонах слияния толщина коллектора достигает 20-30 метров и более. Толщина коллекторов кыновского горизонта в среднем составляет около двух метров.

Как видно из табл. 10.8, общая толщина отложений пашийского горизонта, залегающих на глубине около 1750 м, равна в среднем 31,5 м, а эффективная нефтенасыщенная – 7 м. В принятой промысловой классификации для выделения различных групп коллекторов в терригенных отложениях пласта Д$_0$ и горизонта Д$_I$ с использованием таких основных параметров, характеризующих продуктивность отложений, как абсолютная проницаемость и глинистость, было обосновано подразделение пород-коллекторов на два класса: высокопродуктивные (абсолютная проницаемость более 0,1 мкм^2) и малопродуктивные (0,03-0,1 мкм^2). В свою очередь, в высокопродуктивных выделено две подгруппы: первая – высокопродуктивные неглинистые коллекторы (объемная глинистость менее 2,0%), вторая – высокопродуктивные глинистые коллекторы (объемная глинистость более 2,0%). В группе малопродуктивных коллекторов глинистость более 2,0%. Породы с проницаемостью менее 0,03 мкм^2 отнесены к промышленно непродуктивным. В результате получено, что в целом по рассматриваемым отложениям средняя пористость по горизонту составляет 20,0%, проницаемость – 0,657 мкм^2, а нефтенасыщенность – 0,798 при наличии тенденции ухудшения коллекторских свойств от высокопродуктивных к малопродуктивным коллекторам.

В среднем коллекторские свойства горизонта характеризуются достаточно высокими значениями: пористость равна 19,9 %, нефтенасыщенность – 0,811, проницаемость 0,695 мкм^2. Тип коллектора – поровый. Коэффициент расчлененности составляет 3,6 (т.е. в среднем каждой скважиной вскрывается до четырех пластов), коэффициент песчанистости – 0,518. Средняя абсолютная отметка водонефтяного контакта принята единой для пашийско-кыновских отложений и равна минус 1515,1 м. Исследователями отмечен факт снижения сложной по строению поверхности ВНК по направлению с севера на юг месторождения на 3-5 м [2]. По отдельным пластам, в основном нижнепашийской пачки, прослеживаются достаточно обширные участки развития водонефтяной зоны. Отложения кыновского горизонта также представлены переслаиванием песчаных и песчано-алевритовых пород и имеют среднюю общую толщину 13,2 м и эффективную нефтенасыщенную – 2,5 м. Их коллекторские свойства достаточно схожи с пашийскими (табл. 10.8), однако показатели неоднородности значительно ниже ($К_р$ равен 1,1, $К_{пес}$ – 0,247). Залежи обоих горизонтов относятся к пластово-сводовому типу.

Карбонатные отложения турнейского яруса залегают на глубине около 1100 м и представлены известняками различных генетических типов со сложной структурой порового пространства (рис.10.30). Средняя общая толщина их равна 34,0 м, эффективная нефтенасыщенная – 8,7 м (табл.10.8). Коллекторские свойства характеризуются достаточно низкими значениями: пористость равна 13,1%, нефтенасыщенность – 0,706, проницаемость – 0,110 мкм^2. Коэффициент песчанистости равен 0,58, а коэффициент расчлененности – 5,2. Абсолютная отметка ВНК изменяется от минус 841 до минус 924 м. Залежи массивного типа приурочены к локальным структурам третьего порядка.

Терригенные коллекторы бобриковского горизонта представлены чередованием по разрезу песчано-алевролитовых разностей, характеризующихся прерывистым распространением по площади в виде линз и полос различной направленности (рис.10.30). Они залегают в среднем на глубине около 1050 м. Общая толщина отложений равна в среднем 13,5 м, эффективная – 3,3 м (табл. 10.8). Коллекторы характеризуются высокими средними значениями пористости (23%) и нефтенасыщенности (0,829), проницаемость в среднем составляет 0,470 мкм^2. Коэффициент песчанистости равен 0,44, расчлененности – 1,6. Абсолютная отметка ВНК в среднем равна минус 870 м. Залежи – пластово-сводовые литологически экранированные. В тульском горизонте, который сложен терригенными отложениями и характеризуется почти такими же коллекторскими свойствами, но гораздо меньшей общей и эффективной толщинами (5,5 и 1,9 м), залежи могут быть отнесены к типу литологических.

Таблица 10.8

Характеристика продуктивных отложений Бавлинского месторождения

Показатели	Ярусы, горизонты						
	пашийский	кыновский	турнейский	бобриковский	тульский	башкирский	верейский
Год открытия	1950	1950	1962	1962	1962	1967	1967
Год ввода в разработку	1961	1961	1972	1979	1979	1978	1981
Стратиграфический возраст D	D_3	D_3	C_1	C_1	C_1	C_2	C_2
Средняя глубина залегания, м	1754	1719	1100	1090	1080	850	800
Тип залежи	пластово-свод.	пластово-свод.	массивная,	литолог.экранир.	литологичский	массивный	литолог.экранир.
Тип коллектора	терригенный поровый	терригенный поровый	карбонатный порово-трещин.	терригенный поровый	терригенный поровый	карбонатный порово-трещин.	карбонатный порово-трещин.
Площадь нефтеносности, км^2	668,6	215,7	252,1	161,0	50.5	147,0	163,1
Средняя общая толщина, м	31,5	13,2	34,0	13,5	5	20-30	46
Средняя общая нефтенасыщенная толщина (для карбонатов), м			14			2,6	13
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,0	2,5	8,7	3,3	1,9	1 - 14,6	8,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	9,8	2,6	7	2,5		2,3	4,6
Пористость, %	0,199	0,197	0,131	0,23	0,213	0,124	0,13
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,811	0,791	0,706	0,829	0,787	0,757	0,69
Проницаемость, мкм^2	0,695	0,635	0,11	0,47	0,53	0,095	0,234
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,518	0,247	0,58	0,44	0.98	0,62	0,463
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,6	1,1	5,2	1,6	1,2	7,8	1,5
Начальная пластовая температура, ^oC	40	40	25	25	25	23	23
Начальное пластовое давление, МПа	17,5	17,5	10	10	10	8,5	8,5
Абсолютная отметка ВНК, м	-1515,1	-1515,1	-841 - -924	-870	-	-564 - -596	-531 - -587
Начальные извлекаемые запасы категории ABC_1, $+C_2$,%	67,2	12,7	9,4	9,5	0,3	0,6	0,3
Начальные извлекаемые запасы категории C_3,%							

ISBN 978-5-9690-00078-0

Научное издание

Коллектив авторов

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Том I

Редактор *Б.Л. Хамидуллин*
Технические редакторы *В.Н. Галкина, Н.Ф. Гимадеева*
Корректор *В.П. Лащенова*

Подписано в печать 01.04.2007 г. Формат $60\times90^{1}/_{8}$. Печ.л. 39,5. Печать офсетная. Бумага офсетная.
Тираж 1000 экз. Заказ Т-534.

Издательство “Фэн” Академии наук РТ
420111, г. Казань, ул. Баумана, 20.

ООО “Слово”
420066, г. Казань, ул. Декабристов, 2.

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии ОАО “Идел-Пресс”.
420066, г. Казань, ул. Декабристов, 2.