

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
Ухтинский государственный технический университет
(УГТУ)

Е. Ф. Крейнин, Н. Д. Цхадая

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

Учебное пособие

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»

Ухта 2011

УДК 550.8

К 79

Крейнин, Е. Ф.

Нефтегазопромысловая геология : учеб. пособие / Е. Ф. Крейнин, Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2011. – 131 с.

ISBN 978-5-88179-615-0

Учебное пособие предназначено для студентов специальностей «Геология нефти и газа», «Геофизические методы исследования скважин», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Бурение скважин», направления подготовки «Нефтегазовое дело», «Менеджмент», «Экономика и управление на предприятии».

Материал, изложенный в учебном пособии, содержит как фундаментальные, так и современные представления о физике пласта, свойствах нефти, газа и пластовых вод; природных режимах залежей нефти и газа, методах подсчета запасов нефти и газа; геолого-промыслового обоснования систем разработки и выделения эксплуатационных объектов в разрезе.

Учебное пособие рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета.

Рецензенты: В. Н. Данилов – зам. директора филиала ООО «Газпром-ВНИИГАЗ» в г. Ухта; К. В. Кузькоков – начальник отдела «Планирования и мониторинга геологоразведочных работ», ООО «Печорнипинефть»; В. Д. Порошин – зам. директора ООО «Печорнипинефть» по научной работе в области геологии; М. Г. Губайдуллин – директор Института нефти и газа, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа Северного федерального университета.

© Ухтинский государственный технический университет, 2011

© Крейнин Е. Ф., Цхадая Н. Д., 2011

ISBN 978-5-88179-615-0

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВА МИРОВОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ	8
1.1 Нефтяной максимум (Peak Oil) Альтернативные источники топлива	10
2.2 Цены на нефть.....	14
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА	15
2.1 Геолого-технические исследования скважин (ГТИ).	15
2.2 Геолого-промысловые исследования продуктивных пластов.....	16
ГЛАВА 3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН.....	17
3.1 Изучение строения продуктивных горизонтов по геолого- геофизическим данным.....	18
3.2 Составление нормального, типового и сводного геологических разрезов.....	22
3.3 Сводный геологический (геолого-геофизический) разрез.....	23
ГЛАВА 4 ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.	24
4.1 Пористость	25
4.2 Гранулометрический состав пород	27
4.3 Проницаемость	27
4.4 Водно – нефте - газонасыщенность пород – коллекторов	29
ГЛАВА 5. НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	31
5.1 Геолого-геофизические методы.....	32
5.2 Лабораторно-экспериментальные методы.....	33
5.3 Промыслово-гидродинамические методы.....	34
5.4 Применение вероятностно-статистических методов для обработки геолого-промысловых данных	35
ГЛАВА 6. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА И ИХ ИЗМЕНЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ.	36
6.1 Состав и физико-химические свойства пластовых флюидов	37
6.2 Состав нефти.....	38
6.3 Физические свойства нефти	39
6.4 Состав природных углеводородных газов и конденсатов	43
6.5 Основные законы газового состояния	44
6.6 Физические свойства конденсата	47
ГЛАВА 7. ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	49

7.1 Физические свойства.....	49
7.2 Химическая характеристика.....	51
7.3 Промысловая классификация пластовых вод	52
ГЛАВА 8. ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	58
ГЛАВА 9. ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА	60
9.1 Водонапорный режим.....	60
9.2 Упруго-водонапорный режим.....	62
9.3 Газонапорный режим	63
9.4 Режим растворенного газа.....	65
9.5 Гравитационный режим.....	67
9.6 Смешанные природные режимы залежей.....	68
ГЛАВА 10. РЕЖИМЫ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	69
10.1 Газовый режим	69
10.2 Газо-упруго-водонапорный режим.....	69
10.3 Газоводонапорный режим	70
10.4 Формирование режимов. Использование природных режимов при разработке	71
ГЛАВА 11. ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА.....	73
11.1 Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа и их назначение	74
11.2 Методы подсчета запасов нефти	75
11.2.1 <i>Объемный метод</i>	76
11.2.2 <i>Метод материального баланса</i>	76
11.2.3 <i>Статистический метод</i>	77
11.3 Методы подсчета запасов газа	77
11.3.1 <i>Подсчет запасов свободного газа</i>	77
11.3.2 <i>Метод подсчета запасов газа по падению давления</i>	78
11.3.3 <i>Подсчет запасов газа, растворенного в нефти</i>	79
ГЛАВА 12. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЦИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА К РАЗРАБОТКЕ	80
ГЛАВА 13. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	83
13.1 Законтурное заводнение	84
13.2 Приконтурное заводнение.....	85
13.3 Внутриконтурное заводнение	86
ГЛАВА 14. НОВЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ.....	92

<u>ГЛАВА 15. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ В РАЗРЕЗЕ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</u>	99
<u>ГЛАВА 16. СЕТКА СКВАЖИН НЕФТЯНОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА.....</u>	102
<u>ГЛАВА 17. ФОНД СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</u>	107
17.1 Фонд скважин различного назначения	107
17.2 Скважины с разной очередностью бурения	109
17.3 Учет изменения фонда скважин	110
17.4 Добывающие скважины с разным временем ввода в эксплуатацию.....	111
<u>ГЛАВА 18. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА</u>	112
18.1 Геолого-промысловый контроль за добычей нефти, газа, обводненностью продукции, закачкой воды. Документация и отчетность..	113
<u>ГЛАВА 19. КОНТРОЛЬ ЗА ОХВАТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ПРОЦЕССОМ ВЫТЕСНЕНИЯ. КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ И ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЕ</u>	117
<u>ГЛАВА 20. ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СВЯЗЕЙ ПРИ ПОДСЧЁТЕ ЗАПАСОВ, ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОМ АНАЛИЗЕ РАЗРАБОТКИ И ОЦЕНКЕ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖИ.....</u>	122
20.1 Корреляционные связи	122
20.2 Пример использования методов изучения корреляционных связей в промысловой геологии	123
<u>ГЛАВА 21. ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.....</u>	127
<u>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....</u>	129

Общая широта кругозора приобретает особое значение в условиях узкой специализации. Насколько ощутимы пагубные последствия узкой специализации, видно, например, из того факта, что, казалось бы, очень близкие специальности – бурение, добыча и геология – на практике разобщены.

Академик А. Х. Мирзаджанзаде

Предисловие

Со времени выпуска учебников, предназначенных для студентов негеологических специальностей, прошло много лет. В разное время этими изданиями пользовались и пользуются студенты нефтяных вузов следующих специальностей: геофизики (промысловые), буровики, промысловики (разработчики), экономисты [3, 6, 7]. В этих учебниках, с учетом особенностей специализации, не включались или освещались весьма поверхностно такие необходимые для нефтяников любого профиля разделы, как, например, подсчет запасов нефти и газа, некоторые промыслово-геологические основы проектирования и разработки, контроля за разработкой залежей нефти и газа и др. Естественно, что за прошедшие годы промысловая геология обогатилась новейшими методами изучения геологических параметров пластов и насыщающих их флюидов в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин. Нашли широкое применение новые методики расчетов с использованием ЭВМ при обработке данных бурения и разработки месторождений нефти и газа. Существенно изменился подход к традиционному в прежних учебниках разделу «Геолого-промысловые основы планирования разработки».

Все эти разделы, включая вопросы современных требований центральной комиссии по разработке (ЦКР), обоснованию и оценке выбора варианта при проектировании и анализе экономической эффективности его результатов, а также методические указания по составлению технологических документов нашли отражение в настоящем учебном пособии.

Несомненно, что при составлении учебного пособия использованы, прежде всего, книги известнейших геологов-нефтяников: М. А. Жданова, М. М. Ивановой, И. П. Чоловского, А. Я. Кремса, Л. Ф. Дементьева, В. Г. Каналина, Н. Ш. Хайретдинова, М. А. Токарева и др. [1, 2, 3, 5, 13].

Вместе с тем, в настоящей работе приведены ссылки на многолетние методические и научные исследования нефтяных и газонефтяных месторождений Республики Коми, проведенные на кафедре геологии нефти и газа Ухтинского государственного технического университета [8, 9, 10, 11, 12].

Считаем необходимым отметить огромный вклад в изучение истории развития нефтегазопромысловой геологии как науки в целом, так и нефтяной геологии Тимано-Печорской провинции известного геолога А. Я. Кремса [13].

Дополнения, внесенные в некоторые разделы данной дисциплины, дают возможность их использования для обучения студентов направления «Прикладная геология» по специальности «Геология нефти и газа», а также специализации «Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений».

ГЛАВА 1. ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ МИРОВОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

Во всех международных статистических справочниках историю развития нефтяной промышленности начинают с 1859 года, когда была пробурена первая скважина в штате Пенсильвания (США). После этого нефтяная промышленность начала развиваться очень быстро – сначала для нужд освещения, а потом для нужд энергетических.

Добыча нефти хоть и росла довольно быстро, но рубеж в 100 тыс. тонн нефти был достигнут лишь в 70-х годах XIX века. В 1900 г. (начале XX века) годовая добыча нефти была 19,8 млн т. В 1938 г. она уже составляла около 280 млн т, в 1950 г. – около 550 млн т, в 1960 г. – свыше 1 млрд т, в 1970 г. – свыше 2 млрд т, в 1979 г. мировая добыча достигла 3,12 млрд т. В 2005 г. она составила 3,6 млрд т, в 2006 г. – 3,8 млрд т, а в 2007 г. – 4,1 млрд т.

К 2007 году в мире добыто примерно 140 млрд т нефти. За весь период с начала нефтяной промышленности (с 1859 г.) почти всегда первые два места по добыче нефти занимали США и Россия. В основном весь XX век первое место занимала США. А к концу 80-х годов добыча нефти в СССР достигла 624 млн т в год, причем по РСФСР – 569 млн т. Ни одна страна в мире такой годовой добычи не имела, не имеет и на сегодняшний день.

Если учесть, что мировые оценочные разведанные запасы нефти составляют примерно 280 млрд т (или ~ 1700 млрд баррелей), а мировое потребление нефти составляет 3,8 млрд т в год (или ~ 23,0 млрд баррелей), то разведанной нефти хватит примерно на 70 лет (без учета неразведанных запасов, величина которых по различным оценкам колеблется очень сильно).

Имеются также большие запасы нефти (3400 млрд баррелей) в нефтяных песках (сланцах) Канады и Венесуэлы.

Контроль за мировыми ценами на нефть осуществляет организация стран экспортеров нефти, сокращенно **ОПЕК** – это картель, созданная нефтедобывающими державами для стабилизации цен на нефть. Членами данной организации являются страны, чья экономика во многом зависит от доходов от экспорта нефти. ОПЕК была создана на конференции в Багдаде в 1960 г.

В настоящее время в ОПЕК входит 12 стран. Первоначально в состав организации вошли Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия и Венесуэла. Позднее к ним присоединились Катар (1961), Индонезия (1962), Ливия (1962), Объединенные Арабские Эмираты (1967), Алжир (1969), Нигерия (1971), Ангола (2007).

Целью ОПЕК является координация деятельности и выработка общей политики в отношении добычи нефти среди стран-участников организации, с це-

лью поддержания стабильных цен на нефть, обеспечения стабильных поставок нефти потребителям, получения отдачи от инвестиций в нефтяную отрасль.

Страны члены ОПЕК контролируют около 2/3 мировых запасов нефти. На их долю приходится 40% от всемирной добычи или половина мирового экспорта нефти.

В 2009 г. в России добыто 494,2 млн т нефти и 582,3 млрд м³ газа.

Среднее значение коэффициента нефтеотдачи российских месторождений составляет 0,3. Эта величина ниже, чем была в СССР, где коэффициент нефтеотдачи достигал 0,36-0,38. Об этом сообщал на международной конференции в июне 2007 г. заместитель директора ГЕОН Дмитрий Федоров. По его мнению, основная причина падения коэффициента нефтеотдачи связана с выработанностью месторождений в старых, традиционных нефтеносных районах. Перспективное будущее – за морскими месторождениями.

Реализация концепции освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России, по расчетам, позволит довести добычу нефти на шельфе до 27 млн т в 2010 году, 52 – в 2015 г., 75 – в 2020 г. и 110 млн т – в 2030 году.

Известно, летом 2007 года в глубине океана в районе Северного полюса опустились российские аппараты "Мир-1" и "Мир-2". На дне была оставлена капсула с российским флагом – символом территориальных притязаний. Конкуренты не остались в долгу, а это – США, Канада, Дания, Норвегия. По оценке экспертов, под океанским дном скрывается примерно четверть мировых запасов нефти и газа. Лишь возле побережья Восточной Гренландии нефтяные поля предположительно сопоставимы с теми, что находятся в распоряжении Саудовской Аравии.

По всему дну Северного Ледовитого океана протянулась двух тысяча километровая подводная гряда, открытая советскими учеными и названная хребтом Ломоносова. США, Дания, Канада, Норвегия и Россия считают, что эта гряда является продолжением их континентальных шельфов, а значит, дает им право претендовать на часть арктических вод.

По мнению Федорова, также как и по подсчетам профессора Е. А. Козловского, известного геолога, бывшего министра геологии, заведующего кафедрой Российского государственного геологоразведочного университета, при существующем уровне добычи, опираясь на данные о запасах нефти и газа, России хватит нефти примерно на 50 лет, а газа – на 70-75.

1.1 Нефтяной максимум (Peak Oil). Альтернативные источники топлива

Нефть относится к невозобновляемым ресурсам. В мировом топливно-энергетическом хозяйстве нефть занимает ведущее место. Ее доля в общем потреблении энергоресурсов непрерывно растет: 3% – в 1900 г.; 5% – перед 1-й мировой войной 1914-1918 гг.; 17,5% – накануне Второй мировой войны; 24% – в 1950 г.; 41,5% – в 1972 г.; 48% – в 2004 г.

Обсуждая вечный вопрос о том, на сколько лет нам хватит нефти, мы делим величину ее разведанных запасов на суммарную годовую добычу – нынешнюю или предполагаемую. Наступает момент необратимого снижения добычи нефти, и эта точка называется Peak Oil (нефтяной максимум). После прохождения этой точки затраты на получение каждой новой тонны нефти растут, а объемы добычи, соответственно, падают.

Известнейший специалист по нефтяной проблематике Колин Кемпбелл, автор вышедшей в 2003 году книги «Надвигающийся нефтяной кризис», констатирует, что наиболее впечатляющие открытия нефтяных месторождений уже в прошлом – открытия эти сделаны в шестидесятые годы прошлого века. С тех пор ситуация резко изменилась, и ныне человечество потребляет значительно больше нефти, чем открывает. По мнению Кемпбелла, мир медленно, но верно движется к колоссальному нефтяному кризису.

В 2003 году Международное энергетическое агентство подсчитало, что пик мировой добычи будет достигнут в 2010 г., после чего производство нефти станет сокращаться во всем мире, кроме Персидского залива.

По мнению того же энергетического агентства, в России Peak Oil также ожидается в 2010 г. Кстати, сходные прогнозы дает и большинство известных российских источников.

Сегодня все страны, вместе взятые, потребляют около 85 млн баррелей нефти в день, согласно самым консервативным оценкам Международного энергетического агентства, к 2030 г. этот показатель вырастет до 113 млн баррелей. Менее консервативные оценки указывают на то, что этот уровень потребления будет пройден еще до наступления 2020 г.

Динамика резкого колебания роста цен на нефть в последнее время наводит на мысль о том, что зависимость экономик ведущих стран от жидкого, да и газообразного топлива представляет собой серьезную угрозу их стабильности и потенциалу развития.

Приходится думать об альтернативе нефти. В последнее время широкое распространение получила идея исследования чистого водорода в качестве аль-

тернативного топлива. Надо отметить, что еще в 70-х годах прошлого века в Курчатовском институте возникла идея использовать атомную энергию для получения водорода. Но ее реализация требовала значительных финансовых средств, которых тогда не было. Сегодня обратная волна пришла из США, которые убеждают мир в перспективах водородной энергетики.

Водород, как энергоноситель, с помощью которого можно получить энергию, очень удобен в эксплуатации. Но он не присутствует в природе в чистом виде. Есть неисчерпаемые запасы водорода в связанном состоянии – это вода. Если можно было бы получить водород из воды, энергетическая проблема была бы решена. Но для разрыва этой внутримолекулярной связи нужно использовать значительную энергию. Источники, способные разложить молекулу воды, – это солнечная или атомная энергия. Например, может быть использован атомный реактор. Далее водород используется в энергетических системах, потом соединяется с кислородом воздуха, и цикл замыкается: сначала разложили воду на кислород и водород, использовали последний для получения энергии, затем соединили оба элемента и на выходе получили ту же воду. Этот энергетически эффективный и экологически безопасный принцип лежит в основе водородной энергетики. Новый способ получения энергии в будущем породит принципиально более высокий экономический уклад – водородную экономику.

Примеры эффективного использования водорода в России уже есть. Например, в космосе работает спутник «Ямал», на котором, кроме обычного топлива, есть запас водорода, который используется в топливных элементах. Они дают электрический ток для связи и передачи информации, для стабилизации двигателей. Некоторые ракеты, которые выпускаются в космос, тоже работают на энергии соединения кислорода и водорода. В их баках есть оба элемента, которые соединяются и дают энергию движения ракеты.

Как получить водород в промышленных масштабах? Это технологически и технически сложный процесс, над которым работают специалисты всего мира.

Недавно появились две системы, быстро и дешево разлагающие воду на водород и кислород, причем принципиально различные.

Австралийские ученые разработали эффективную и экологически чистую технологию разложения воды на кислород и водород за счет солнечного излучения. В течение семи лет, по их словам, технология станет настолько дешевой, что окажется гораздо выгоднее использовать автомобили на водородном топливе, чем на бензиновом.

Американские ученые добились впечатляющих результатов в промышленном воспроизводстве фотосинтеза. Известно, что в процессе фотосинтеза

каким-то образом растениям удается разлагать молекулы воды на водород и кислород. Ни один биолог не мог ответить на вопрос, что именно происходит в клетках растений, когда осуществляется процесс фотосинтеза. Как именно разлагается вода? И лишь недавно группа ученых из национальной лаборатории в Беркли ответила наконец на этот вопрос. Ученые утверждают, что уже в ближайшее время они смогут сказать точно, как происходит фотосинтез. И тогда можно будет без проблем получать из воды водород. Свободный водород – топливо, которое, когда завершится эксперимент в Беркли, заменит нефть и уголь. Топливо – совершенно чистое и недорогое.

Одним из претендентов на звание топлива будущего считается этанол – спирт, добываемый из растительного сырья.

Альтернативное топливо сегодня получают из кукурузы, соломы, древесины – короче говоря, что регулярно произрастает на земле. Такой источник энергии называют биотопливом. Страны, обделенные нефтью, всю переходят на биоспирт, приспособив для работы на нем не только автомобили, но даже компьютеры. Недавно японская Toshiba, например, выпустила ноутбук, в котором литиевые батарейки заменены на спиртовые элементы питания.

Начавшийся в США переход на бензин с десятипроцентной примесью этанола эквивалентен исчезновению миллиона автомобилей с дорог ежегодно. Выброс токсичной окиси углерода падает на треть. В отличие от бензина, этанол не загрязняет водные системы. А главное, спирт возобновляет ресурс, в производстве которого могут участвовать все фермеры страны. Спирт идет в бензобаки: только в прошлом году американские автомобилисты израсходовали четыре миллиона галлонов (американский галлон приблизительно составляет 3,8 литра) этанола. Сегодня в США действуют около сотни заводов по производству этанола.

На себестоимости этанола сказывается цена сырья, и здесь возможны варианты. Спирт можно делать из разных субстанций. В США на этанол идет кукуруза, в Бразилии – сахарный тростник, в Китае – пшеница, в Европе – древесные отходы.

Главные достоинства спиртов – высокая детонационная стойкость и хороший КПД рабочего процесса, недостаток – повышенная теплотворная способность, что уменьшает пробег между заправками и увеличивает расход топлива в 1,5-2 раза по сравнению с бензином.

Уголь является самым распространенным из невозобновляемых источников энергии. Еще в 30-е годы в Германии было налажено производство синтетического автомобильного топлива из угля. Был даже период, когда за счет него

удовлетворялось около 50% потребности страны в бензине и дизельном топливе. Однако к 1953 г. почти все установки по получению синтетического топлива в Европе были закрыты из-за нерентабельности, что объяснялось низкими ценами на импортную нефть. В настоящее время интерес к синтетическому топливу из угля проявляется во многих странах.

Коль скоро именно характер двигателя затрудняет отказ от жидких или газообразных углеводородов, то выход кроется в отказе от такого двигателя. Одним из альтернативных вариантов замены бензиновому или дизельному мотору является двигатель электрический. Концерн Гено-Ниссан совместно с одной из Израильских фирм работает над созданием предприятия по производству электромобилей. Проектируемый автомобиль с одной подзарядки может проделать 160 км в нормальных условиях или 100 км под нагрузкой и с включенным кондиционером. В ближайшие годы для обслуживания таких автомобилей необходимо организовать большое число точек для заправки аккумуляторов.

Луна все увереннее превращается из объекта поэтических вздыханий и научной фантастики в объект крупномасштабных проектов, призванных содействовать решению одной из важнейших проблем нашей планеты – обеспечению ее энергоснабжения. Пожалуй, главный интерес, связанный в настоящее время с Луной, заключается в том, что она даст человечеству возможность вести там добычу ценнейшего сырья с целью его доставки на Землю. Речь идет о добыче фактически не имеющегося на нашей планете сырья – изотопа гелия-3. Специалисты называют его топливом для термоядерных электростанций, так как оно обладает способностью к ядерному синтезу.

Российская ракетно-космическая корпорация «Энергия» сообщила о планах по созданию в ближайшее десятилетие постоянной базы на Луне с целью начать в 2020 г. добычу гелия-3. Россия хочет как можно быстрее организовать регулярные полеты грузовых космических кораблей для доставки гелия на Землю. Россия уже в 2015 г. планирует построить на Луне постоянную базу, а в 2020 г. – приступить к промышленной добыче гелия-3.

Если на Земле залежей гелия-3 практически нет, то, по оценкам ученых, его запасы в верхних слоях лунной поверхности могут составлять около 500 млн тонн.

При помощи одной тонны этого изотопа можно будет вырабатывать столько энергии, сколько при использовании 14 млн тонн нефти. Как подсчитали американские специалисты, одного рейса шаттла с грузом гелия-3 будет достаточно для обеспечения годовой потребности США в электроэнергии. По

прогнозам ученых, запасов этого сырья на Луне столько, что их хватит для покрытия нужд землян в течение тысячи с лишним лет.

Как появился на естественном спутнике нашей планеты гелий-3? Его на протяжении миллиардов лет приносил солнечный ветер. Ученые узнали о существовании этого изотопа, проводя анализ грунта, доставленного с Луны советскими автоматическими станциями. Одна тонна гелия-3, если оценивать ее в нефтяном эквиваленте, может стоить около четырёх миллиардов долларов.

Другая причина повышенного интереса к «идеальному топливу будущего» состоит в том, что гелий-3 не радиоактивен, и поэтому с ним не должно возникнуть проблем утилизации после использования.

1.2 Цены на нефть

Цены на нефть, как и на любой другой товар, определяются соотношением спроса и предложения. Если предложение падает, цены растут до тех пор, пока спрос не сравняется с предложением. Поэтому даже небольшое падение предложения нефти приводит к резкому росту цен.

В долгосрочной перспективе (десятилетия) спрос непрерывно увеличивается за счёт увеличения количества автомобилей и им подобной техники. Относительно недавно в число крупнейших автомобильных потребителей нефти вошли Китай и Индия. В 20 веке рост спроса на нефть уравнивался нахождением новых месторождений, позволявшим увеличить и добычу нефти. Однако многие считают, что в 21 веке открытие новых месторождений нефти резко сократится и диспропорция между спросом на нефть и её предложением приведёт к резкому росту цен – наступит нефтяной кризис. Некоторые считают, что нефтяной кризис уже начался и рост цен на нефть в 2003-2007 годах является его признаком.

Если в 1991 г. цена барреля нефти составляла \$11, к середине 2000 года – \$30 за баррель, то в мае 2008 она поднялась до цены \$146 за баррель, а затем вновь понизилась, и в 2009 году средняя цена на нефть составляет примерно \$75 за баррель. Мнения экспертов по поводу ценовых перспектив резко различаются, и предсказать их практически невозможно.

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

2.1 Геолого-технические исследования скважин (ГТИ)

ГТИ включает обязательный и дополнительный комплексы.

Обязательный комплекс: макро- и микроописание пород; фракционный анализ; изучение карбонатности пород; люминисцентно-битуминологический анализ; оценка плотности и пористости шлама; газовый каротаж; фильтрационный каротаж; механический каротаж; анализ газовой фазы проб пластового флюида.

Дополнительный комплекс: газометрия шлама (керна); анализ шлама (керна) методом окислительно-восстановительных потенциалов (ОВП); фотоколориметрический анализ пород по шламу (керну); инфракрасная спектрометрия по шламу (керну); анализ пород по шламу (керну) методом ядерного резонанса (ЯМР); термометрия по стволу скважины; резистиметрия по стволу скважины; испытание на приток.

Детально с этими комплексами студентам необходимо ознакомиться в работах [1, 5].

В настоящее время используются станции автоматизированных систем сбора и обработки геолого-геофизической и технологической информации в процессе бурения (СГТ-2). Станция (СГТ-2) предназначена для сбора и оперативной обработки геохимической и технологической информации в процессе бурения глубоких поисковых и разведочных скважин на нефть и газ с целью изучения пластов-коллекторов и прогнозной оценки характера насыщения.

Автоматические хроматографы с самописцами определяют и регистрируют на диаграммах суммарное содержание в промывочной жидкости углеводородных газов, их компонентный состав, а также наличие сероводорода. В результате, в процессе бурения непрерывно фиксируются по глубине и во времени диаграммы, характеризующие содержание в промывочной жидкости (ПЖ) жидких углеводородов; компонентный состав газа и сероводорода; производится автоматическая запись электропроводности глинистого раствора для определения характера пластового флюида; анализ шлама, выносимого из скважины; строится литологическая колонка; определяются минералогический состав и плотность породы по шламу.

2.2 Геолого-промысловые исследования продуктивных пластов

В процессе бурения скважин, при вскрытии перспективных на нефть и газ горизонтов, проводятся испытания с помощью опробователей пластов, спускаемых в скважину на трубах или на тросе (ОПК, ОПТ), и испытателей пластов на бурильных или насосно-компрессорных трубах.

С помощью испытания скважин в открытом стволе можно определить геолого-физические параметры пласта: проницаемость в зоне дренирования; коэффициент продуктивности испытываемого интервала; пластовое давление; коэффициент гидропроводности; состояние призабойной зоны и ряд других параметров, учитываемых при гидродинамических расчетах.

Для испытания скважин применяются серийные комплексы испытателей пластов двухциклового действия (КИИ-ГМ-146 и КИИ-ГМ-95) и многоциклового действия (КИОД-110 и МИГ-146).

ГЛАВА 3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Геофизические исследования скважин (ГИС) заключаются в измерении вдоль ствола скважины физических свойств горных пород, а также физических полей (естественных и искусственно создаваемых в скважинах). Физические свойства горных пород тесно связаны с их составом, строением и характером насыщения, поэтому по результатам ГИС получают сведения о типе, составе и насыщении пород, пересеченных скважиной. Имея данные ГИС по ряду скважин, можно составить представление о геологическом строении территории.

Результаты ГИС изображаются в виде диаграмм, представляющие собой графики изменения измеряемых параметров с глубиной.

Методы ГИС включают: электрический, радиоактивный, акустический и ряд других видов исследований скважин [20]. Сюда относятся также прострелочно-взрывные работы в скважинах.

Электрический каротаж. Заключается в измерении двух основных характеристик горных пород: потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС).

Радиоактивный каротаж. Радиоактивным каротажем (РК) называются методы исследований в скважинах, направленные на изучение радиоактивных свойств пород. Высокая проникающая способность радиоактивного гамма-излучения позволяет применять методы РК как в необсаженных, так и в обсаженных колонной скважинах.

Гамма-каротаж (ГК). Заключается в регистрации интенсивности естественного радиоактивного гамма-излучения пород в скважине. Радиоактивность горных пород связана с присутствием в них урана, тория, радиоактивных продуктов их распада, а также радиоактивных изотопов калия.

Среди осадочных пород наибольшей радиоактивностью отличаются глины. Это связано с тем, что высокодисперсный глинистый материал обладает большой удельной поверхностью, сорбирующей значительное количество радиоактивных соединений.

Кривые ГК позволяют расчленять разрез на чистые глины, породы с различной глинистостью, неглинистые песчаники и известняки.

Гамма-гамма каротаж (ГГК) заключается в измерении интенсивности рассеянного гамма-излучения, возникающего при облучении горных пород источником гамма-квантов.

Нейтронный-гамма каротаж (НГК). Заключается в исследовании явлений, происходящих при взаимодействии потока нейтронов с ядрами атомов

горной породы. При проведении НГК измеряется величина интенсивности гамма-излучения, возникающего в результате радиоактивного захвата нейтронов ядрами породы.

Метод каротажа наведенной активности (НА) основан на свойстве некоторых веществ становиться радиоактивным под влиянием облучения нейтронами.

Измерение диаметра скважины (кавернометрия). Измерение изменения диаметра скважины (ДС) с глубиной проводится с целью контроля состояния ствола скважины в ходе бурения для расчета количества цемента, необходимого для цементирования эксплуатационной колонны и для уточнения геологического разреза скважины. В ряде случаев, особенно в песчано-глинистом разрезе, кривые ДС позволяют довольно четко выделить песчаные и глинистые пласты [1], [19].

3.1 Изучение строения продуктивных горизонтов по геолого-геофизическим данным

Материалы геолого-геофизических исследований широко используются при составлении геолого-геофизических разрезов скважин, при их сопоставлении для изучения строения пластов и выявления несогласий, тектонических нарушений, фациальных замещений (рис. 1).

В геолого-геофизическом разрезе скважины дается информация о последовательности залегания и глубинах отложений, пройденных скважиной, указывается их литология, геологический возраст, нефтегазонасыщенные горизонты. Здесь же приводятся технические данные, отражающие особенности конструкции скважины, глубины спуска обсадных колонн, их диаметр, высоту подъема цемента, положение забоя и цементных мостов, интервалы перфорации, результаты испытаний пластов.

Для построения геолого-геофизического разреза скважины привлекают данные всего комплекса исследований ГТИ и ГИС.

Геолого-геофизический разрез скважины вычерчивают в масштабе 1:500 или 1:1000 в зависимости от глубины скважины. На разрезе приводятся следующие данные: глубины, м; стратиграфическая разбивка; литологическая колонка, на которой условными знаками показан вещественный состав пород; стандартная геофизическая характеристика разреза (КС, ПС, ДС), а для карбонатного разреза – дополнительные кривые ГК и НГК; описание пород и интервалы отбора керна; результаты испытания; конструкция скважины и интервалы перфорации; наличие залежей и признаки нефтегазопроявлений.

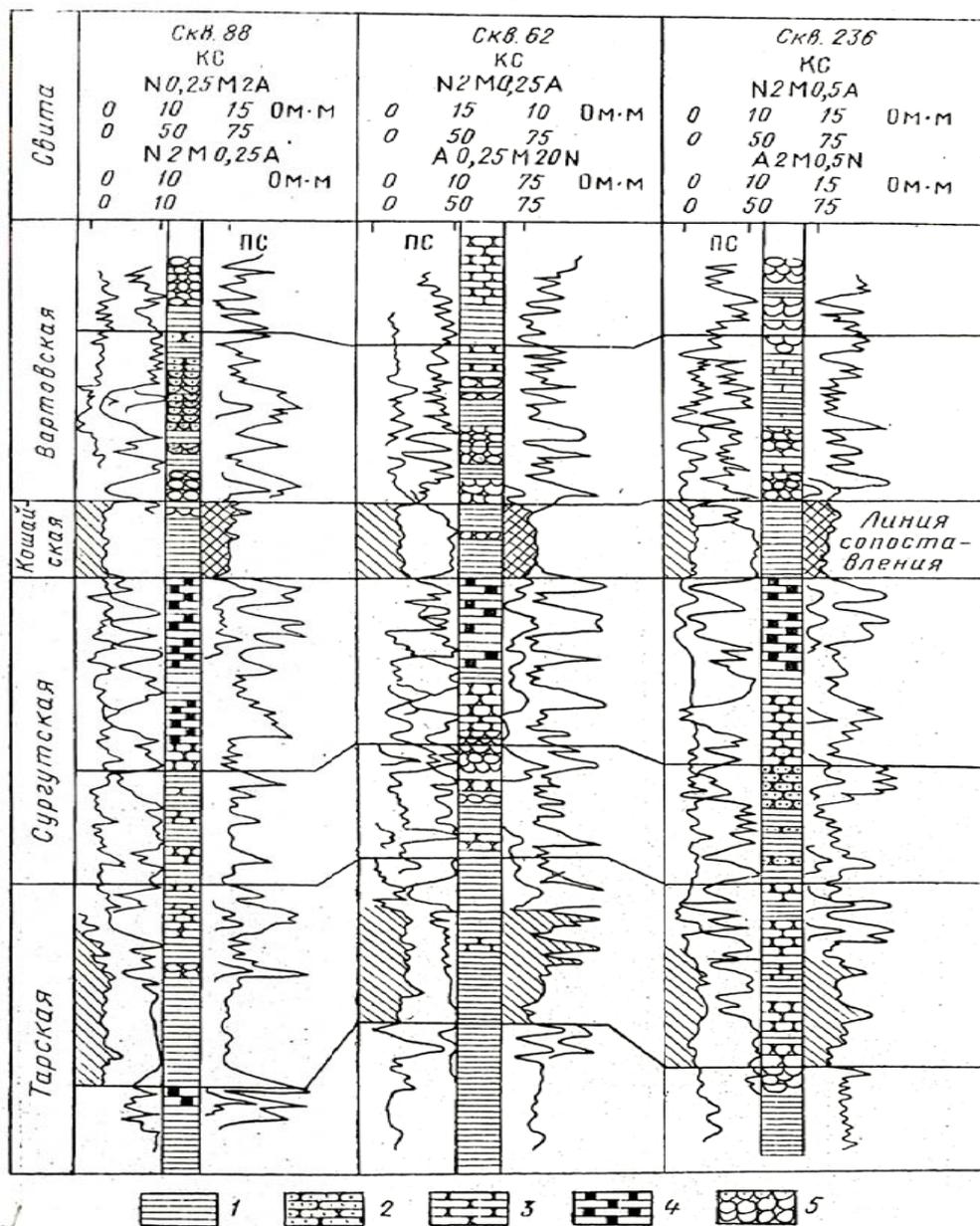


Рисунок 1 – Схема сопоставления геолого-геофизических разрезов скважин нижнемеловых отложений Учть-Балыкского месторождения
 1 – аргиллиты; 2 – алевролиты; песчаники: 3 – водонасыщенные, 4 – нефтенасыщенные

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин заключается в выделении одноименных пластов и прослеживание их границ в разрезах скважин. Ее проводят с целью нахождения в разрезах разных скважин синхронных точек, т.е. точек поверхностей геологических границ, отлагавшихся в одно и то же геологическое время.

Сопоставление разрезов скважин обычно начинают со сравнения каротажных диаграмм и выявления на них интервалов с характерной повторяющейся от скважины к скважине конфигурацией кривых. В пределах таких интервалов выделяют реперные пласты, к которым предъявляются определенные требования: они должны выделяться по четким геофизическим показателям, позволяющим уверенно отличать их от вмещающих пород и легко обнаруживать на диаграммах стандартных геофизических исследований; должны прослеживаться на всей или большей части исследуемой площади и мало изменяться по мощности. Этим требованиям чаще всего соответствуют пласты глин или карбонатных пород небольшой мощности, отличающиеся четкой геофизической характеристикой и легко выделяемые по диаграммам ГИС, главным образом по кривым ГК, НГК и ПС. Отложение этих пород в глубоководной морской среде определяет их распространенность на большой территории.

В зависимости от решаемых задач различают общую и детальную корреляцию.

Общую корреляцию проводят с целью выяснения геологического строения всей вскрытой бурением толщи горных пород, поэтому при общей корреляции рассматривают разрезы скважин в целом от устья до забоя. Она дает возможность получить представление о геологическом строении всего месторождения, установить наличие осложнений, изменения мощности отдельных стратиграфических горизонтов и литологических пачек.

Общую корреляцию обычно осуществляют по материалам стандартного каротажа скважин в масштабе 1:500.

Детальную корреляцию выполняют на диаграммах ГИС, зарегистрированных в масштабе глубин 1:200. Отдельные этапы детальной корреляции выполняют в такой последовательности: разрезы скважин подразделяют на продуктивные толщи, подлежащие детальной корреляции; выбирают направление корреляции или устанавливают последовательность размещения скважин на схеме сопоставления.

Сопоставления геолого-геофизических разрезов скважин обычно выполняют графически. На чертеже разрезы отдельных скважин располагают на расстоянии 3-4 см друг от друга. В этом пространстве, оставляемом между скважинами, проводят линии корреляции. В зависимости от литологического состава продуктивной толщи корреляцию выполняют либо по материалам стандартного каротажа (методы КС, ПС, ДС) – для терригенного песчано-глинистого разреза (рис. 2), либо по радиоактивному каротажу (методы ГК и НГК) – для карбонатного разреза.

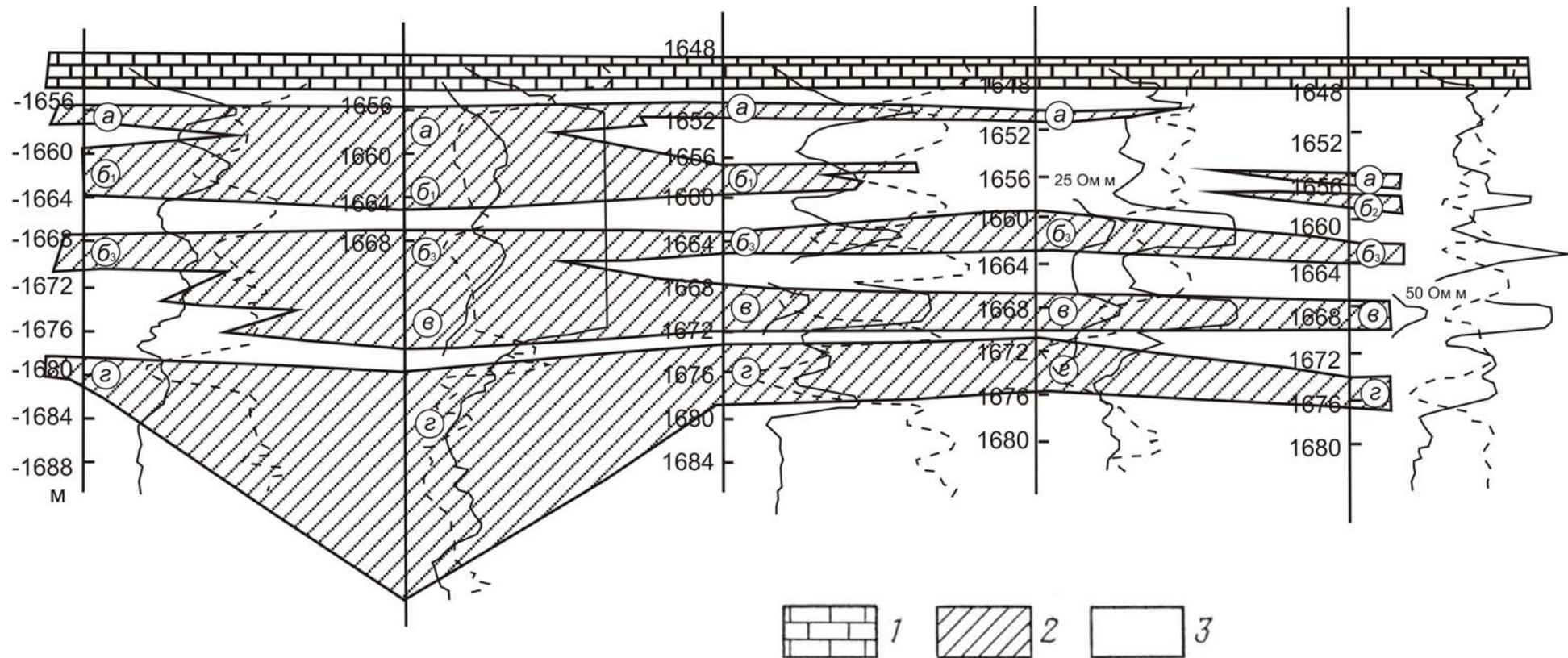


Рисунок 2 – Схема детальной корреляции для пласта Д1 (франский ярус, пашийский горизонт) по одному из участков Ромашкинского месторождения)
 1 – репер – верхний известняк; 2 – песчаник; 3 – глина

3.2 Составление нормального, типового и сводного геологических разрезов

Для составления нормального или типового разреза следует очень детально проанализировать разрезы всех пробуренных скважин, выделить маркирующие горизонты, затем основные пласты, провести их корреляцию и на этой основе составить затем средний типовой разрез месторождения (рис. 3).

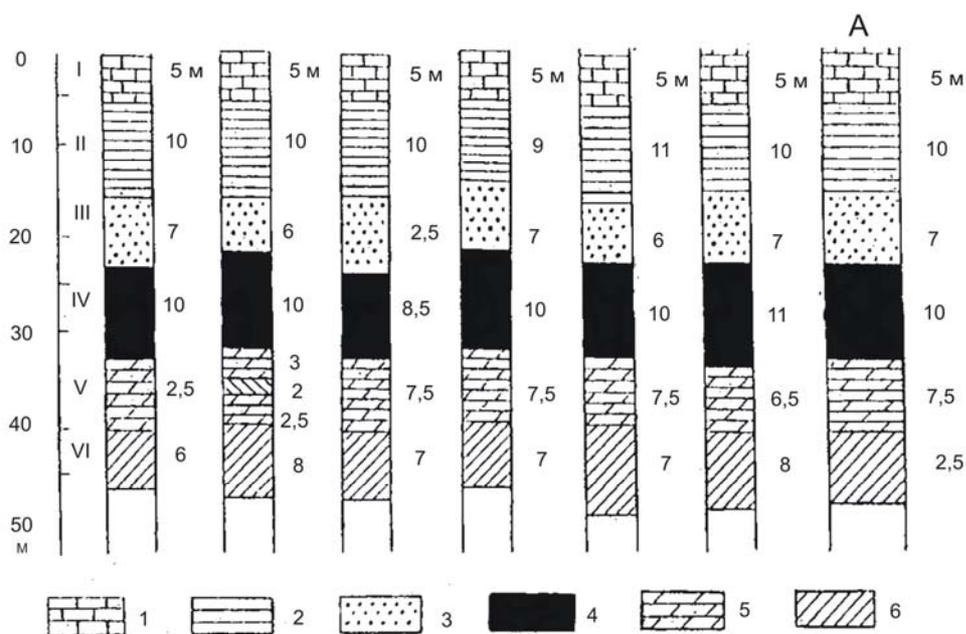


Рисунок 3. Схема построения нормального (типového) разреза продуктивной толщи

*1 – известняки; 2 – аргиллиты; 3 – песчаники; 4 – нефть;
5 – доломиты; 6 – мергели*

Нормальный геологический разрез – такой разрез месторождения или его части, на котором показаны средние истинные значения вскрываемых скважинами пород. Его обычно составляют для разведочных площадей. Обязательным является составление нормального разреза на месторождении с большими углами падения слоев, что необходимо для суждения об истинной мощности вскрываемых при бурении отложений. На нормальном разрезе можно не приводить геофизическую характеристику.

Типовой геологический разрез – это обобщенный разрез месторождения, присущий большинству пробуренных скважин. На этом разрезе приводят среднюю мощность разных по возрасту пачек пород, стратиграфическую и литологическую колонки, геофизическую характеристику и краткое описание пород с указанием руководящей фауны, интенсивности нефтепроявлений, поглощений

промывочной жидкости и т. п. Как правило, типовые геологические разрезы составляют для подготовленных к разработке или разрабатываемых месторождений. В качестве типового может быть принят типичный разрез скважины, достаточно полно охарактеризованный керном и данными геофизических исследований скважин. При сложном строении месторождения можно составлять несколько типовых разрезов, характеризующих отдельные участки месторождения, приуроченные к разным структурно-фациальным зонам.

3.3 Сводный геологический (геолого-геофизический) разрез

Сводный геологический (геолого-геофизический) разрез месторождения – это такой разрез, при составлении которого учитывают не только средние значения мощности, но и диапазоны их изменения (крайние максимальные и минимальные значения).

На сводном геологическом разрезе может быть представлено несколько литологических колонок или одна комбинированная, характеризующая свойства месторождению типы разрезов. Для составления сводной каротажной диаграммы весь разрез делят на ряд интервалов, каждый из которых соответствует крупному стратиграфическому комплексу. Для выделенных интервалов подбирают наиболее характерные диаграммы геофизических исследований скважин и составляют из них сводную обобщенную диаграмму. Обязательно должны быть указаны интервалы нефтегазопроявлений и поглощения промывочной жидкости при бурении.

ГЛАВА 4. ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Изучению пород-коллекторов нефти и газа, процессов движения через них жидких и газообразных флюидов придается большое значение в связи с поисками, разведкой, разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Для познания процессов аккумуляции нефти и газа в ловушках и движения этих флюидов через пустотное пространство горных пород необходимо иметь данные о геологическом строении продуктивных пластов; составе, характере, свойствах слагающих и перекрывающих их пород; свойствах пористой среды и жидкостей, их взаимодействии в статическом, динамическом состояниях и др.

Коллекторами газа и нефти являются горные породы, обладающие способностью вмещать эти флюиды и отдавать их при разработке.

Горные породы расчленяются на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические. Последние являются результатом более или менее глубокого изменения изверженных и осадочных пород.

Большая часть нефтяных и газовых подземных резервуаров сложена породами осадочного происхождения: песчаниками, известняками и доломитами. Другие горные породы только иногда служат коллекторами нефти. Так, на Шимском месторождении в Западной Сибири нефть обнаружена не только в песчаниках, но и в выветрелой части фундамента, сложенного гранитами. На месторождении Литтон-Спрингс (Техас) нефть получают из пористого и трещиноватого серпентинита. На месторождениях Колорадо и Калифорнии нефть получена из трещиноватых глинистых сланцев.

Скопления нефти и газа установлены в отложениях всех возрастов, начиная от кембрия и кончая верхним плиоценом включительно. Кроме того, известны скопления нефти и газа как в более древних докембрийских, так и в более молодых четвертичных отложениях.

Наибольшее количество залежей в разрезе осадочного чехла на территории России приходится на отложения каменноугольного возраста (29%), девонского (19%) и неогенового (18%) возраста. Распределение залежей нефти и газа в России и США по стратиграфическим комплексам примерно одинаково. По данным американского ученого Г. Кнебела в 236 крупнейших месторождениях мира запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом: в песках и песчаниках – 59%, известняках и доломитах – 40%, трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах – 1% (при

этом в 21 месторождении стран Среднего и Ближнего Востока добыча нефти осуществляется главным образом из карбонатных коллекторов мезозойского возраста).

Коллекторские свойства пород зависят от условий, в которых формировались осадки: глубины бассейна, скорости течений, отдаленности источника сноса, химического состава среды, температурных условий и др. Они также зависят от диагенетических, и эпигенетических процессов и тектонических явлений.

4.1 Пористость

Породы-коллекторы осадочного происхождения состоят из механически или физически отложившихся твердых материалов или из остатков животных и растений. Для того, чтобы осадочные породы могли служить коллекторами для нефти и газа, они должны содержать пустоты. Следовательно, под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т. д.), не заполненных твердым веществом. Пористое пространство пород определяется не только размерами и конфигурацией зерен, но и наличием трещин, плоскостей напластования и присутствием в порах цементирующих веществ.

Пористость пород может обуславливаться как процессами седиментации, так и процессами химического растворения (первичная и вторичная пористость).

Величина пористости различных пород изменяется в широких пределах – от долей процента до нескольких десятков процентов.

Так глинистые сланцы и глины имеют значения пористости (в %) 0,54-1,40 и 6-50; пески – 6-52,0; песчаники – 3,5-29; известняки нефтеносные – 2,0-33,0; доломиты – 6,0-33,0; плотные известняки и доломиты – 0,65-2,5.

Л. И. Леворсен приводит приблизительную полевую оценку пористости: пренебрежимо малая – 0-5%; плохая – 5-10%; удовлетворительная – 10-15%; хорошая – 15-20%; очень хорошая – 20-25%.

Породы-коллекторы пористостью меньше 5%, лишенные трещин, разломов и каверн, обычно считаются непромышленными.

Для пор различной формы, кроме трещиноватых, существует единая классификация по размерам, в основу которой положена способность жидкости передвигаться по порам. Отсюда и название классов: сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные. Сверхкапиллярные поры характеризуются размером больше 0,1 мм. В таких порах жидкости свободно движутся под действием силы тяжести или напора, создаваемого источником пластовой энергии по обычным законам гидродинамики. Среди сверхкапиллярных пор выделяют

мегапоры, к которым относят карстовые полости, измеряющиеся кубическими метрами. Сверхкапиллярные поры характерны для галечников, крупнозернистых песков, кавернозных известняков и доломитов.

Поры размером 0,1-0,001 мм называются капиллярными. В порах такого размера жидкости движутся по капиллярным законам, преодолевая силу тяжести. Движение жидкости в капиллярных порах происходит при условии, что силы тяжести и напора превосходят молекулярные поверхностные силы, действующие на контакте твердой и жидкой фаз. Капиллярные поры часто встречаются у среднезернистых и мелкозернистых песков и алевролитов.

В порах диаметром меньше 0,0002 мм, называемых субкапиллярными, молекулярные поверхностные силы превышают силы тяжести и напора, вследствие чего жидкость по таким порам перемещаться не может. Такие поры характерны для глин, глинистых пород, мелкокристаллических известняков с первичными порами.

Для характеристики породы обычно пользуются следующими понятиями: пористость и коэффициент пористости. Последний представляет собой отношение объема всех пор образца породы (V_n) к видимому объему этого образца ($V_{обр}$) $m = V_n / V_{обр}$.

Пористостью (m_1) называют отношение объема пор образца породы к видимому объему этого образца, выраженное в процентах

$$m_1 = \frac{V_n}{V_{обр}} \cdot 100.$$

Кроме того различают *коэффициент открытой пористости*, определяемый отношением суммарного объема открытых (сообщающихся) пор $V_{o.n.}$ к объему образца породы

$$m_0 = V_{o.n.} / V_{обр}.$$

Эффективная пористость – это объем поровой системы, способной вместить нефть и газ, с учетом остаточной водонасыщенности, т. е. она характеризует полезную емкость пород для нефти и газа и отражает газонефтенасыщенность.

Коэффициент эффективной пористости

$$m_э = V_э / V_{обр},$$

где $V_э$ – эффективный объем пор.

Определение пористости производят либо путем лабораторного анализа взятого образца породы (керна), либо на основании промыслово-геофизических исследований в скважине [2, 5].

4.2 Гранулометрический состав пород

Данная характеристика отражает и характеризует количественное содержание в ней частиц различной величины. Количественное соотношение фракций частиц в породе определяет ее пористость, проницаемость, плотность и т. п. Гранулометрический состав влияет также на особенности эксплуатации нефтесодержащих коллекторов, нефтеотдачу и различные биохимические процессы в продуктивных пластах.

По размеру частиц (мм) породы разделяются на три группы: пески или псаммиты – 1-0,1; алевриты – 0,1-0,01; пелиты – менее 0,01. Породы относятся соответственно к пелитам, алевритам или псаммитам, если содержат по 50-80% частиц той или иной группы.

Характер дисперсности пород определяется не только их гранулометрическим составом, но и удельной поверхностью, которой называется суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема образца. Между гранулометрическим составом и удельной поверхностью существует определенная зависимость: чем больше мелких частиц в породе, тем больше ее удельная поверхность, а чем больше крупных частиц, тем меньше удельная поверхность. Наибольшую удельную поверхность имеют пелиты, меньшую – алевриты, а наименьшую – псаммиты. С увеличением удельной поверхности ухудшаются коллекторские свойства. По данным Ф. И. Котяхова (при условии, если частицы имеют сферическую форму), удельная поверхность псаммитов составляет (в $\text{см}^2/\text{см}^3$) менее 950, алевритов – 950-2300, пелитов – более 3000.

Гранулометрический анализ производится различными методами [5]. Одни основаны на полном разделении частиц по фракциям, другие – на учете частиц без разделения по фракциям путем изучения структуры породы в шлифе при помощи микроскопа. Последний из перечисленных методов наиболее применим для плотных пород, слагающие зерна которых не могут быть подвергнуты дезинтеграции.

При полном разделении частиц по фракциям применяют метод ситового анализа, заключающийся в разделении частиц свыше 0,1 мм (0,074 мм), а для более мелкозернистых пород (0,074-0,053 мм) – гидравлические методы, основанные на различии в скорости осаждения частиц неодинакового размера.

4.3 Проницаемость

Проницаемость – это способность породы пропускать через систему сообщающихся между собой пор жидкости, газы или их смеси при наличии пере-

пада давления. Она количественно характеризует фильтрационные свойства коллектора.

В породах-коллекторах более высоким значениям проницаемости соответствуют высокие значения открытой пористости и наоборот. Одни и те же породы для различных флюидов бывают проницаемы по-разному. Породы, непроницаемые для нефти и воды, могут быть проницаемы для газа в силу его большей проникающей способности. Опытными данными установлено, что нефть может двигаться по капиллярным порам, размер которых больше 1 мкм. В отличие от нефти, газ может перемещаться по порам значительно меньшего диаметра.

Для количественной оценки проницаемости горных пород пользуются коэффициентом (K), который можно получить из известной формулы закона Дарси (линейная скорость фильтрации прямо пропорциональна градиенту давления):

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{K}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta L},$$

где v – линейная скорость фильтрации;

Q – объемная скорость фильтрации;

F – площадь образца горной породы;

K – коэффициент проницаемости;

$\Delta P / \Delta L$ – градиент давления;

μ – коэффициент динамической вязкости фильтрующегося агента.

Из формулы закона Дарси следует:

$$K = \frac{Q \times \mu \times \Delta L}{F \times \Delta P}.$$

Из этой формулы следует, что K имеет размерность площади и в физической и технической системах единиц измеряется в см^2 или м^2 .

За единицу измерения проницаемости принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой (площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па) расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$. Размерность единицы – м^2 , физический смысл размерности $K_{пр}$ (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пустотного пространства, по которым происходит фильтрация.

Если через образец, предварительно экстрагированный от нефти и высушенный до постоянного веса, пропустить инертный газ (азот или воздух), то под газопроницаемостью такого образца понимают *абсолютную проницаемость*.

При движении через образец неоднородной жидкости, представленной несколькими фазами (газ-вода, газ-нефть-вода, нефть-вода) проницаемости, определяемые по фильтрации каждой из фаз, будут отличаться от абсолютной проницаемости и одна от другой, поэтому введено понятие *фазовой проницаемости*. Наличие нескольких фаз в пористой среде снижает фильтрацию исследуемой фазы, поэтому фазовая проницаемость всегда меньше абсолютной. Отношение величины фазовой проницаемости к абсолютной называется *относительной проницаемостью*. Это безразмерное число, всегда меньшее единицы, выражается в процентах.

Проницаемость нефтесодержащих коллекторов всегда колеблется в очень широких пределах – от нескольких тысячных микрометра квадратного до 5 мкм^2 . Наиболее широко распространены коллекторы нефти и газа с проницаемостью $0,05-0,5 \text{ мкм}^2$.

Все сказанное выше справедливо для пород, характеризующихся межгранулярной проницаемостью.

У трещиноватых пород наряду с межгранулярной проницаемостью наблюдается и трещинная проницаемость. Она может достигать высоких значений у пород, межгранулярная проницаемость которых ничтожна.

Для трещинной проницаемости пользуются следующей формулой

$$K_m = 85000 \cdot b^2 \cdot m_{mp},$$

где m_{mp} – трещинная пористость;

b – раскрытость (ширина трещин в миллиметрах).

Для полного изучения проницаемости пласта её следует определять комплексно, используя для этого лабораторные исследования кернов, электрический и радиоактивный каротаж, а также промысловые исследования режима работы скважин [1, 2, 5].

4.4 Водо- нефте- газонасыщенность пород-коллекторов

Внутри нефтенасыщенных и газонасыщенных пластов не весь объём пор заполнен нефтью или газом. Часть его занята остаточной водой, которая при формировании залежи не была вытеснена вследствие различных причин.

Остаточная (или связанная) вода по своему характеру неоднородна: она заполняет субкапиллярные поры, находится в виде кольцеобразных капель, окружающих контактные точки зёрен породы («пендулярные кольца»), присутствует в виде плёнки на поверхности минеральных зёрен. Молекулярные силы

удерживают остаточную воду в породе так прочно, что обычными способами эксплуатации она не может быть добыта из пористой среды.

Определение количества остаточной воды в первую очередь необходимо при подсчёте запасов нефти и газа. Подсчёт запасов требует значение величин коэффициентов нефте- и газонасыщенности. Иными словами, для определения объёма пор, занятых нефтью или газом, бывает необходимо знать количество содержащейся в пласте остаточной воды, т. е. коэффициент водонасыщенности.

Коэффициентом водонасыщенности K_B коллекторов, содержащих нефть или газ, называется отношение объёма остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объёму пор.

Аналогично *коэффициентом нефтенасыщенности K_H* , газонасыщенности K_G называется отношение объёма нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объёму пустотного пространства.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

– для нефтенасыщенного коллектора $K_B + K_H = 1$;

– для газонасыщенного коллектора $K_B + K_G = 1$.

Получить точные значения коэффициента водонасыщенности по кернам, отобраным при промывке скважины глинистым раствором, чрезвычайно трудно, так как вода из глинистого раствора попадает в керн, искажая значение объёма первоначально содержащейся в нём воды.

Более точное определение связанной воды возможно в скважинах, в которых вскрытие продуктивного пласта и отбора керна производились с применением промывочной жидкости, приготовленной на нефтяной основе. Если подобные скважины не бурились, то примерное количество связанной воды определяется косвенными методами: промыслово-геофизическими, по определению зависимости между проницаемостью пласта и его водонасыщенностью, по определению зависимости между капиллярным давлением и остаточной водонасыщенностью, методом центрифугирования [2, 5, 6].

Содержание остаточной воды в продуктивных пластах колеблется от нескольких процентов до 35-55% и более, составляя в большинстве коллекторов 20-30%.

ГЛАВА 5. НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В зависимости от условий осадконакопления и диагенетических процессов, протекающих в недрах, коллекторские свойства одних и тех же пластов-коллекторов даже на очень небольших расстояниях могут резко различаться. Неоднородность коллекторских свойств продуктивных пластов обуславливается различиями гранулометрического состава пород разреза, формы частиц и их упаковки, степени отсортированности и сцементированности коллекторов, состава цементирующего материала, а также уплотнения осадков.

Неоднородность коллекторских свойств проявляется в изменчивости их по площади и разрезу, а также в различного рода фациальных замещениях песчаников алевролитами и глинами, алевролитов глинами, известняков мергелями и т. п., то есть литолого-фациальная изменчивость сводится к замещению хорошо проницаемых пород малопроницаемыми и непроницаемыми.

К изучению проблемы неоднородности обращаются исследователи, занимающиеся вопросами подсчета запасов нефти, проектирования и регулирования разработки нефтяных месторождений. В связи с этим наметился ряд направлений, связанных с одной стороны с исследованиями по выявлению характера и степени геологической неоднородности с последующей ее количественной оценкой, с другой – с усовершенствованием методов учета неоднородных пластов при проектировании и анализе разработки.

В результате анализа большого числа работ можно сделать вывод, что в нефтепромысловой геологии под геологической неоднородностью изучаемого объекта следует понимать всякую изменчивость характера и степени литолого-физических свойств слагающих его пород по площади и разрезу, оказывающих влияние на движение пластовой жидкости к забоям скважин и подлежащих учету при установлении потенциальных возможностей нефтяных пластов.

При характеристике неоднородности любого изучаемого объекта целесообразно рассматривать два ее вида: макро- и микронеоднородность.

Макронеоднородность характеризует изменчивость формы строения пласта-коллектора, а именно: резкие изменения мощности, расчлененность его на пропластки, прерывистость и линзовидность.

Микронеоднородность отражает изменение коллекторских свойств продуктивных пластов и их фациальную изменчивость.

Неоднородность пластов можно охарактеризовать и оценить посредством ряда показателей, отражающих степень геологической неоднородности и изменчивости параметров продуктивных пластов.

Коэффициент песчанистости – представляет собой отношение эффективной мощности пласта к общей мощности пласта в той же скважине.

Коэффициент расчлененности – это отношение числа пластов песчаников, суммированных по всем скважинам к общему числу пробуренных скважин (т. е. среднее число проницаемых прослоев, слагающих горизонт).

Коэффициент литологической связанности, который оценивает степень слияния коллекторов двух пластов (прослоев):

$$K_{св} = F_{св} / F ,$$

где $F_{св}$ – суммарная площадь участков слияния;

F – общая площадь залежи.

При изучении геологической неоднородности пластов в зависимости от целей и задач исследований, стадии изученности месторождения широко применяются различные методы, которые с определенной долей условности можно объединить в три группы: а) геолого-геофизические; б) лабораторно-экспериментальные; в) промыслово-гидродинамические.

В практике геолого-промыслового изучения залежей все шире используются приемы и методы математической статистики и теории вероятности. Однако вероятностно-статистические методы являются не методами изучения, а в основном методами оценки степени неоднородности пластов, с помощью которых обрабатывают геолого-промысловые данные.

5.1 Геолого-геофизические методы

К этой группе методов относится весь комплекс исследований по обработке фактического материала, полученного в процессе бурения скважин, включая обработку данных анализа керна и результатов интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин. Этими методами производится детальное изучение разреза залежи, его расчленение и корреляция разрезов скважины с учетом литолого-петрографической, промыслово-геофизической характеристик пород. Конечным результатом геолого-геофизических методов являются как геологические профили и литологические карты, отображающие особенности строения продуктивных пластов по разрезу и площади, так и выявленные зависимости между отдельными параметрами пластов.

Геолого-промысловая практика показала целесообразность построения (кроме геологических профилей и схем корреляции) следующих карт:

– *общих мощностей горизонта*, которые обычно строят для изучения условий осадкоотложения, палеотектонических особенностей и др.;

– *эффективных мощностей* горизонта (пласта), на которых показывают суммарные мощности только проницаемых прослоев-коллекторов. Эти карты применяют при подсчете запасов нефти и газа, проектировании и анализе разработки нефтяных залежей. Кроме того, исходя из практических задач, наряду с картой эффективной мощности строят карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, на которой показывают лишь мощности пористых нефтенасыщенных пластов;

– *распространения коллекторов или зональных интервалов*, на основе которых оценивают прерывистость продуктивных пластов. Чаще всего такие карты совмещают с картами эффективных мощностей;

– *распространения зон слияния пластов*, которые позволяют установить возможные зоны перетоков нефти или обводнения за счет слияния с водоносным горизонтом;

– *пористости и проницаемости*, используемые для изучения характера и закономерностей изменения коллекторских свойств пластов. Эти карты составляют лишь в тех случаях, когда по залежи накоплен большой фактический материал, которым более или менее равномерно освещена вся площадь месторождения и если значения указанных параметров значительно изменяются по площади;

– *геофизических параметров*, характеризующих коллекторские свойства пластов.

Указанный перечень карт не является необходимым минимумом при изучении геологической неоднородности пластов. В каждом конкретном случае следует, учитывая особенности геологического строения месторождения, четко определять задачи дальнейших исследований.

5.2 Лабораторно-экспериментальные методы

Изучение геологической неоднородности пластов тесно связано с исследованием коллекторских свойств слагающих пород – это данные, которые необходимы как на стадии проектирования, так и на стадии анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений. Без знания коллекторских свойств пород невозможно составить ни один проект разработки или подсчитать запасы углеводородов. Однако из-за ограниченного отбора керн нередко возникают значительные трудности в привязке данных этих исследований к разрезу скважины. Поэтому прежде чем распространять значения параметра пласта на весь объем залежи или же отдельные её части, необходимо провести тщательную привязку исследованных образцов керн. Для этого используют

методы промысловой геофизики. В результате привязки керна в продуктивном разрезе выделяются прослой коллекторов и неколлекторов.

В лабораторных условиях неоднородность пластов можно изучать и *экспериментальным* путем на моделях пласта. При таких исследованиях чаще всего изучают влияние искусственно созданного неоднородного пласта на процесс вытеснения нефти водой.

Экспериментальные методы изучения неоднородности пластов позволяют познавать не только качественную, но частично и количественную сторону явлений. Однако при этом невозможно создать и обеспечить реальные пластовые условия, вследствие чего результаты экспериментов не всегда достаточно уверенно можно распространять на реальные промысловые условия.

5.3 Промыслово-гидродинамические методы

Исследования этими методами направлены на изучение коллекторских свойств пласта, гидродинамической характеристики пород и физических свойств насыщающей коллектор жидкости. Гидродинамическими исследованиями определяют такие весьма важные при проектировании и анализе разработки месторождений параметры как: коэффициенты гидро- и пьезопроводности, продуктивности и приемистости. Кроме того эти методы позволяют оценивать степень однородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщенность пород.

Указанные параметры и особенности строения нефтяных залежей определяют следующими методами: 1) восстановления давления; 2) гидропрослушивания; 3) установившихся отборов.

Резюмируя изложенное, следует отметить, что только при комплексном применении всех рассмотренных методов, основывающихся на исследованиях по детальной корреляции, на результатах анализа керна, на широком использовании данных контрольных, пьезометрических, оценочных, других скважин специального назначения и новейшей исследовательской аппаратуры, на результатах экспериментальных и гидродинамических методов исследования, может быть обеспечен успех решения проблемы неоднородности продуктивных пластов [2, 5].

5.4 Применение вероятностно-статистических методов для обработки геолого-промысловых данных

С помощью геологических и лабораторных методов не получают критериев, на основании которых можно было бы количественно оценивать неоднородность различных пластов для их сравнительного анализа, а также использовать данные о степени неоднородности пласта при проектировании, анализе и регулировании разработки нефтяных месторождений.

В связи с этим предложены приемы и методы изучения неоднородности пластов, базирующиеся на статистической обработке и обобщении исходных геолого-промысловых данных.

Необходимость и целесообразность применения вероятностно-статистических методов обуславливается также тем, что с их помощью можно систематизировать и обрабатывать большой объем фактического материала, устанавливать некоторые количественные показатели и получать обобщенные характеристики основных параметров продуктивных пластов.

ГЛАВА 6. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА И ИХ ИЗМЕНЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

Необходимость тщательного изучения физико-химических свойств нефтей, газов и вод диктуется требованиями:

- а) их оптимального использования (схемы переработки, извлечение ценных попутных компонентов);
- б) подсчета подземных запасов;
- в) составления проекта рациональной разработки;
- г) безаварийной эксплуатации промыслового хозяйства;
- д) первичной подготовки и транспорта добываемой продукции;
- е) охраны окружающей среды и недр.

Природные нефти с растворенными газами, свободные газы с растворенными в них конденсатами, а также воды нефтяных и газовых месторождений весьма разнообразны по химическому составу и физическим свойствам. Даже в пределах одного и того же месторождения свойства флюидов разных залежей могут существенно различаться, более того, нередко в пределах единых залежей установлено изменение свойств нефтей, газов и вод. Это предопределяет необходимость индивидуального изучения свойств флюидов каждой залежи, а также выявления их изменения по объему залежи.

Свойства пластовых вод значительно более однородны, однако и их следует изучать индивидуально для каждого данного пласта и месторождения.

Свойства нефтей, газов и вод на поверхности заметно отличаются от их свойств в пластовых условиях, вследствие влияния растворенного газа, температуры и давления, поэтому приходится изучать отдельно свойства флюидов как в поверхностных, так и в пластовых условиях. Кроме того, свойства изменяются в процессе разработки, что вызывает необходимость в ряде случаев изучать изменения свойств флюидов в зависимости от переменных давления и температуры.

В качестве стандартных условий на поверхности приняты давление 0,1 МПа и температура 20⁰С. Именно к этим условиям должны приводиться все определения свойств флюидов на поверхности.

Поверхностные пробы нефти, газа, конденсата и воды отбирают из скважин, промыслового оборудования или транспортных средств в стеклянные емкости.

Важнейшими исследованиями, выполняемыми в поверхностных (стандартных) условиях являются химический анализ нефти, газа, конденсата и воды, а также измерения плотности и вязкости нефти, газа, конденсата и воды.

В пластовых условиях по глубинным пробам определяют давление насыщения нефти газом, газосодержание, коэффициенты сжимаемости и теплового расширения, объемный коэффициент. Находят вязкость и плотность флюидов для соответствующих пластовых условий.

Распределение нефти, газа и воды в объеме залежи зависит от термобарических условий и свойств самих флюидов. Пластовые жидкости и газы могут находиться в недрах как в однофазном состоянии (жидком или газообразном), так и в двухфазном состоянии в виде газожидкостных смесей. В зависимости от фазового состояния углеводородов залежи подразделяются на: нефтяные, газовые, газоконденсатные, газонефтяные, нефтегазовые, газогидратные.

6.1 Состав и физико-химические свойства пластовых флюидов

Нефть и газ представляют смесь углеводородов (УВ) метанового (C_nH_{2n+2}), нафтенового (C_nH_{2n}) и ароматического (C_nH_{2n-6}) рядов. Обычно преобладают УВ метанового или нафтенового рядов. При стандартных условиях (давление 0,1 МПа, температура 20⁰С) УВ от CH_4 до C_4H_{10} представляют собой газы; от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ – жидкости; от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$ – твердые вещества (парафины, церезины).

При определенных давлении и температуре молекулы воды с помощью водородной связи образуют кристаллические решетки, в структурные пустоты которых внедряются легкоподвижные молекулы газов. Образующиеся твердые кристаллические соединения (клатраты) называют *гидратами газов*.

Начиная с пентанов, УВ не образуют гидратов. Формулы гидратов газов: для метана – $CH_4 \cdot 7H_2O$, этана – $C_2H_6 \cdot 8H_2O$, пропана – $C_3H_8 \cdot 18H_2O$ и т. д. Повышение температуры или снижение давления сопровождается разложением гидратов на газ и воду. Плотность гидратов различных газов изменяется в интервале от 0,8 до 1,8 г/см³. Природные газы образуют гидраты плотностью от 0,9 до 1,1 г/см³. Крупные скопления гидратов газов создают газогидратные залежи, для формирования и сохранения которых не нужны литологические покровы.

Зоны гидратообразования приурочены в основном к районам распространения многолетнемерзлых пород, составляющих около 23 % общей территории суши на Земле при глубине промерзания горных пород 500-700 и даже 1000 м.

6.2 Состав нефти

Нефть – горючее ископаемое, сложная смесь главным образом углеводородов с примесью высокомолекулярных органических кислородных, сернистых и азотистых соединений, обычно представляющих собой маслянистую жидкость красно-коричневого цвета, иногда почти черного цвета (а есть и бесцветные, например, Сураханская легкая нефть), существенно изменяющая физические и механические свойства в зависимости от химического состава.

Плотность нефтей колеблется от 0,75 до 0,97 г/см³, температура кипения от 74 до 170⁰С, температура вспышки – от 18 до 100⁰С и выше, температура застывания – от -20 до +20⁰С, фракционный состав – от практически бензинового до лишённого бензина, групповой состав – от практически чистого метанового до преобладающе ароматического.

В виде микрокомпонентов в связанной форме в нефти присутствуют: хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний, ванадий, никель, свинец, железо и пр. Всего в нефтях установлено более 40 микроэлементов, общее содержание которых редко превышает 0,02-0,03%.

По содержанию серы нефть делится на классы малосернистые (серы до 0,5%), сернистые (0,51-2%) и высокосернистые (более 2%).

По содержанию смол – на подклассы: малосмолистые (смол менее 18%), смолистые (18-35%) и высокосмолистые (более 35%).

По содержанию парафина – на типы: малопарафинистые (парафина менее 1,5%), парафинистые (1,5-6%) и высокопарафинистые (более 6%).

Состав нефти характеризуется содержащимися в ней фракциями. Обычно выделяют фракции со следующим температурным интервалам начала и конца кипения: 40-180⁰С – авиационный бензин, 40-205⁰С – автомобильный бензин, 200-300⁰С – керосин, 270-350⁰С – лигроин, 350-500⁰С – мазут, выше 500⁰С – гудрон.

6.3 Физические свойства нефти

Плотность нефти ρ_n – масса ее m в единице объема V вычисляется по формуле

$$\rho_n = \frac{m}{V},$$

единица плотности – кг/м³. По плотности нефти делятся на *легкие* (менее 850 кг/м³) и *тяжелые* (более 850 кг/м³). Нефти плотностью выше 1 г/см³ называются *мальтами*.

Плотность пластовой нефти – это масса нефти, извлеченная из недр с сохранением пластовых условий в единице объема. Обычно она равна 400-800 кг/м³, а с увеличением газосодержания нефти и температуры уменьшается против плотности сепарированной нефти на 20-40% и более.

Плотность нефтей и нефтепродуктов (в России) определяется при температуре 20⁰С и соотносится с плотностью дистиллированной воды при 4⁰С (относительная плотность ρ_v^{20}).

Плотность нефти в пластовых условиях приближенно можно оценить по формуле

$$\rho_{пл} = (\rho_{сен} + \frac{1}{2} G \rho_z) b,$$

где $\rho_{пл}$ и $\rho_{сен}$ – плотности пластовой и сепарированной нефти, кг/м³;

G – объемное содержание растворенного газа в пластовой нефти, м³/м³;

ρ_z – относительная плотность газа;

b – объемный коэффициент пластовой нефти.

Плотность нефтей измеряется пикнометрами, весами Вестфала и ареометрами.

Вязкость – это свойство жидкости оказывать сопротивление передвижению ее частиц относительно друг друга.

Вязкость пластовой нефти – это свойство нефти, определяющее степень ее подвижности в пластовых условиях.

Вязкость нефти измеряется в мПа·с (миллипаскаль в секунду). Она уменьшается с ростом температуры, повышением количества растворенных углеводородных газов; возрастает – с увеличением давления, повышением молекулярной массы нефти, с увеличением количества растворенного азота.

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти.

По величине вязкости различают нефти с *незначительной вязкостью* ($\mu_H \leq 1$ мПа·с), *маловязкие* ($1 < \mu \leq 5$ мПа·с), с *повышенной вязкостью* ($5 < \mu \leq 25$ мПа·с) и *высоковязкие* ($\mu > 25$ мПа·с).

При разработке многих месторождений СССР установлено нарушение прямого закона трения Ньютона, когда касательные напряжения сдвига прямо пропорциональны градиенту скоростей движения слоев жидкости относительно друг друга. Зависимость скоростей фильтрации δ от градиента давления ($\text{grad } p$) имеет форму прямой линии, проходящей через начало координат.

Жидкости, подчиняющиеся закону Ньютона, называют *ньютоновскими*.

При разработке многих месторождений СССР установлено нарушение прямолинейного закона трения Ньютона. Зависимость скорости фильтрации от градиента давления имеет вид выпуклой кривой по отношению к оси градиента давления. Такие жидкости обладают *структурно-механическими* свойствами и называются *вязкопластичными* или *неньютоновскими*.

Вязкопластичные нефти в состоянии равновесия при малых градиентах давления обладают некоторой пространственной структурой, образованной коллоидными частицами асфальтосмолистых веществ, и способны сопротивляться сдвигающему напряжению. С увеличением градиента давления структура нефтей начинает разрушаться, и при достижении определенного напряжения сдвига они начинают течь как ньютоновские жидкости.

Вязкопластичные или неньютоновские свойства нефти в пласте проявляются при значительном содержании асфальтенов и смол, при начале кристаллизации парафина в нефти (когда пластовая температура близка к температуре начала кристаллизации парафина), при физико-химическом взаимодействии пластовых флюидов с пористой средой.

Структурно-механические свойства неньютоновских нефтей исчезают при их нагревании и увеличении скорости фильтрации [21].

Колориметрические свойства нефти определяются содержанием в ней асфальтосмолистых веществ. Качественной характеристикой состава этих веществ в нефти может служить коэффициент светопоглощения. Установлено, что слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях всегда поглощают одну и ту же часть падающего на них светового потока. Зависимость интенсивности I_t прошедшего светового потока от интенсивности I_o падающего на образец нефти потока описывается уравнением:

$$I_t = I_o \ell^{-K_{СП}} \cdot c^\ell,$$

где $K_{СП}$ – коэффициент светопоглощения;

c – концентрация нефти в растворе;

ℓ – толщина слоя раствора.

Размерность коэффициента светопоглощения – 1/см. За единицу $K_{СП}$ принят коэффициент светопоглощения такого вещества, в котором при пропускании света через слой толщиной 1 см интенсивность светового потока падает в $\ell \approx 2,718$ раз. Величина $K_{СП}$ зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества, температуры раствора, но не зависит от толщины слоя. Обычно коэффициент светопоглощения изменяется в пределах 150-900 единиц.

$K_{СП}$ определяется с помощью фотоколориметра. Колориметрические свойства нефти используют как индикаторный показатель при контроле путей и направлений фильтрации нефти.

Газосодержание (газонасыщенность) S пластовой нефти – это количество газа V_G , растворенного в единице объема пластовой нефти $V_{П.Н.}$, измеренное в стандартных условиях и сохраняющееся постоянным при пластовом давлении, равном давлению насыщения или превышающем его, и уменьшающееся в процессе разработки залежи при снижении пластового давления ниже давления насыщения

$$S = \frac{V_G}{V_{П.Н.}}$$

Газосодержание выражают в $\text{м}^3/\text{м}^3$ и определяют при дегазировании проб пластовой нефти. Величины его могут достигать $300\text{-}500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и более. Для большинства залежей нефти газосодержание равно $30\text{-}100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Промысловым газовым фактором называется объемное количество газа, м^3 , полученное при сепарации нефти, приходящееся на 1 м^3 (т) дегазированной нефти. Различают газовые факторы: начальный, определяемый за первый месяц работы скважины, текущий – за любой отрезок времени, средний – за период с начала разработки до любой произвольной даты. Величина промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Она может меняться в очень широких пределах. Так, на Ярегском месторождении эта величина составляет $1\text{-}2 \text{ м}^3/\text{т}$, а на Вой-Вожском – до нескольких тысяч $\text{м}^3/\text{т}$.

Давление насыщения (начало парообразования) пластовой нефти – это давление, при котором начинается выделение из нее первых пузырьков растворенного газа. Пластовая нефть называется *насыщенной*, если она находится при пластовом давлении, равном давлению насыщения; *недонасыщенной* – если пластовое давление выше давления насыщения. Разница между давлением насыщения и пластовым может колебаться от десятых долей до десятков мегапаскалей. Величина давления насыщения зависит от количества растворенного в нефти газа, от их состава и пластовой температуры.

Давление насыщения определяют по результатам исследования глубинных проб нефти и экспериментальным графикам.

Коэффициент сжимаемости нефти β_H – это показатель изменения единицы объема пластовой нефти при изменении давления на $0,1 \text{ МПа}$. Он характеризует упругость нефти и определяется из соотношения

$$\beta_H = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta P},$$

где V_0 – первоначальный объем нефти;

ΔV – изменение объема нефти при изменении давления на ΔP .

Размерность β_H измеряется в Па^{-1} .

Коэффициент сжимаемости нефти возрастает с увеличением содержания легких фракций нефти и количества растворенного газа, повышением температуры, снижением давления и имеет значения $(6 \div 140) \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^{-1}$. Для большинства пластовых нефтей его величина $(6 \div 18) \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^{-1}$. Дегазированные нефти характеризуются сравнительно низким коэффициентом сжимаемости $(4 \div 7) \cdot 10^{-10} \text{ МПа}^{-1}$.

Коэффициент теплового расширения α_n показывает, на какую часть ΔV первоначально объема V_0 изменяется объем нефти при изменении температуры на 1°C :

$$\alpha_n = (1/V_0)(\Delta V / \Delta t),$$

где размерность α соответствует $1/^\circ\text{C}$.

Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах $(1 \div 20) \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$.

Объемный коэффициент пластовой нефти – это отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной при стандартных условиях (атмосферное давление и температура 20°C) нефти. Он показывает, какой объем имел бы 1 м^3 дегазированной нефти в пластовых условиях

$$b = \frac{V_{н.пл.}}{V_{н.д.}} = \frac{\rho_n}{\rho_{н.пл.}},$$

где V_H – объем нефти в пластовых условиях;

$V_{н.д.}$ – объем такого же количества нефти после дегазации при стандартных условиях;

$\rho_{н.пл.}$ – плотность нефти в пластовых условиях;

ρ_n – плотность нефти в стандартных условиях.

При сепарации газа происходит уменьшение объема пластовой нефти, которое оценивается *коэффициентом усадки*

$$\varepsilon = \frac{V_{н.пл.} - V_{н.д.}}{V_{н.пл.}}$$

Значение объемного коэффициента всех нефтей больше единицы, иногда могут достигать 2-3. Коэффициент усадки нередко достигает 40% и более.

Величина, обратная объемному коэффициенту, называется *пересчетным коэффициентом* θ , который служит для приведения объема пластовой нефти к объему нефти на поверхности

$$\theta = \frac{1}{b} = 1 - \varepsilon.$$

Объемный коэффициент пластовой нефти (или пересчетный коэффициент) используется при подсчете запасов нефти объемным методом. Объемный коэффициент пластовой нефти точнее всего определяют путем отбора и исследования глубинных пластовых проб нефти. Его можно также вычислять приближенно по данным фракционного состава газа.

6.4 Состав природных углеводородных газов и конденсатов

Природные углеводородные (УВ) газы представляют собой многокомпонентные смеси предельных УВ вида C_nH_{2n+2} и неуглеводородных соединений: азота, углекислого газа, сероводорода, инертных газов (He, Ar), паров ртути и меркаптанов. Содержание метана в природных газах некоторых месторождений может достигать 99% (например Северо-Ставропольская газовая залежь). На долю гомологов метана в природном газе приходится 4-5%, редко 7-8%; этана – C_2H_6 – 2-4%, редко 7-8%; пропана – C_3H_8 – 0,1-3%; бутана – C_4H_{10} – не более 1%; более тяжелых гомологов метана, объединенных в зависимости от способов их определения, как пентаны (C_5+ высш.) или гексаны (C_6+ высш.) – доли процента (иногда до 2-3%).

В стандартных условиях (0,1МПа и 20⁰С) УВ от метана до бутана находятся в газообразном состоянии. В пластовых условиях пентан и высшие могут находиться в растворенном состоянии в газах. При снижении давления и температуры они выделяются в виде жидкой фазы, называемой *конденсатом*.

Содержание сероводорода в газах изменяется от первых единиц до нескольких десятков процентов. Газы с высоким содержанием сероводорода являются сырьем для получения элементарной серы. Содержание углекислого газа колеблется от долей процента до нескольких единиц и даже десятков процентов. Наиболее часто объемное содержание азота в газовых залежах состав-

ляет 0,4-12,5%. Особое место в составе некоторых природных газов занимает гелий, обычное содержание которого 0,01-0,2%, но иногда 0,8-1,8%.

Газ, в составе которого тяжелые УВ (C_3, C_4) составляют не более 75 г/см^3 , называют *сухим*. При содержании тяжелых УВ более 150 г/см^3 газ называют *жирным*.

Природные газы подразделяются на следующие группы:

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений – это смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Конденсат состоит из большого числа тяжелых УВ (C_5 +высш.; C_6 +высш. и т. д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

4. Газы газогидратных залежей.

6.5 Основные законы газового состояния

Аналитическую зависимость между параметрами (объемом, давлением и температурой) газа, описывающую поведение газа, называют уравнением состояния (идеального или реального) газа. *Идеальным* называется газ, в котором отсутствуют силы межмолекулярного взаимодействия.

Уравнение состояния идеального газа (Клапейрона-Менделеева) имеет вид

$$pV_u = NRT,$$

где p – давление;

V_u – объем идеального газа;

N – число киломолей газа;

R – универсальная газовая постоянная, равная $8,32 \text{ Дж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$;

T – абсолютная температура.

Уравнение Клапейрона-Менделеева для реальных газов записывается в виде

$$pV_u = zNRT,$$

где z – коэффициент сжимаемости, являющийся функцией давления, температуры, состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от идеального. Для идеальных газов $z = 1$.

Коэффициент сжимаемости реальных газов показывает отношение объемов равного числа молей реального V_p и идеально V_u газов при одинаковых давлении и температуре:

$$z = V_p / V_u.$$

Коэффициент сжимаемости точно определяют экспериментальным путем по пластовым пробам газа, приближенно – рассчитывают по кривым зависимости коэффициента z от приведенных псевдокритических давления и температуры.

Приведенные давление $P_{пр}$ и температуру $T_{пр}$ выражают в долях от критических давления $P_{кр}$ и температуры $T_{кр}$. Для однокомпонентного газа их определяют из уравнений

$$P_{пр} = P / P_{кр}; T_{пр} = T / T_{кр},$$

где P и T конкретные давление и температура, для которых определяется z .

Критическая температура $T_{кр}$ – это такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость, как бы велико ни было давление. Давление, соответствующее точке критической температуры, называется *критическим давлением $P_{кр}$* или, иначе говоря, это предельное давление, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

Вязкость газа μ_g – сила внутреннего трения, возникающая между двумя слоями газа, перемещающимися параллельно друг другу с различными по величине скоростями. Вязкость углеводородных газов незначительная. Вязкость сухого газа при 0°C составляет $13 \cdot 10^{-6}$ Па·с, воздуха – $17 \cdot 10^{-6}$ Па·с.

Относительная плотность природного газа (по воздуху) – отношение плотности газа P_g к плотности воздуха P_B , взятых при одинаковых температуре и давлении. Плотность воздуха P_B при стандартных условиях – $1,293 \text{ кг/м}^3$, молекулярная масса 29. С ростом температуры плотность газа уменьшается, а с повышением молекулярной массы и давления – растет.

Молекулярная масса вещества – отношение массы молекулы данного вещества к $1/12$ массы атома изотопа углерода ^{12}C – безразмерная величина.

Количество вещества в граммах (кг), равное молекулярной массе, называется *молем* (киломолем). Объем моля постоянен для всех газов и равен при стандартных условиях $22,4 \text{ (м}^3\text{)}$.

Молекулярная масса природного газа:

$$M = \sum M_i X_i,$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента;

X_i – объемное содержание i -го компонента в долях единицы.

Молекулярная масса природных газов – $16 \div 20$.

Если известен объем газа V_0 при нормальных условиях (P_0 и T_0), то объем его при других давлениях и температурах (P и T) с учетом сжимаемости можно рассчитать на основе закона Гей-Люссака:

$$V = V_0 \cdot z \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P},$$

где $T_0 = 273$ К; $P_0 = 0,103$ МПа.

Для перехода от объема, занимаемого газом в нормальных условиях, к объему, занимаемому им в пластовых условиях, пользуются *объемным коэффициентом* пластового газа, численно равным объему, который занял бы 1 м^3 газа в пластовых условиях $V_{ПГ}$

$$b_2 = V_{ПГ} / V_0, \quad b_2 = z \cdot \frac{T_{пл}}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P} = 0,000378 \cdot z \cdot \frac{T_{пл}}{P_{пл}},$$

где $T_{ПГ}$ и $P_{ПГ}$ – пластовые температура и давление.

Объемный коэффициент газа всегда значительно меньше единицы, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

Закон Гей-Люссака гласит, что объем некоторого количества газа при постоянном давлении изменяется прямо пропорционально изменению абсолютной температуры

$$V_2/V_1 = T_2/T_1; \quad V_2 = \frac{V_1 T_2}{T_1}.$$

Другими словами – все газы при постоянном давлении расширяются одинаково на одну и ту же величину, называемую *коэффициентом расширения* газа при повышении температуры на 1°C

$$V_1 = V_0(1 + at) = V_0(1 + t/273),$$

где V_1 – объем газа при температуре;

V_0 – объем газа при температуре 0°C ;

a – коэффициент расширения. Опытным путем установлено, что $a = 1/273,16 = 0,0036604$.

Давление у всех газов при постоянном объеме возрастает с повышением температуры также на $1/273$ долю того давления, которое имел газ при 0°C

$$P_1 = P_0(1 + at) = P_0(1 + t/273),$$

где P_1 и P_0 – давления газа при постоянном объеме, при температурах t и 0°C .

Закон Бойля-Мариотта гласит, что при постоянной температуре объем одной и той же массы газа изменяется обратно пропорционально давлению P , под которым находится газ при постоянной температуре T , есть величина постоянная:

$$V = 1/P = \text{const}; \quad pv = c = \text{const}; \quad V_1/V_2 = P_2/P_1 \quad \text{или} \quad P_1V_1 = P_2V_2 = \text{const}.$$

6.6 Физические свойства конденсата

Конденсатом называют углеводородную смесь ($\text{C}_5+\text{C}_6+\text{высш.}$), находящуюся в газоконденсатной залежи в газообразном состоянии и выпадающую в виде жидкости при снижении пластового давления до давления начала конденсации и ниже его в процессе разработки залежи.

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как *давление начала конденсации*. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно с течением времени будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. В этот момент в пласте начнет выделяться конденсат, что не только приведет к потерям ценных УВ в недрах, но и отразится на подсчете запасов и показателях проектов разработки, поскольку изменится объем пустотного пространства пласта, состав и свойства газа.

Важной характеристикой газа газоконденсатных залежей является величина *конденсатно-газового фактора*, показывающая количество сырого конденсата в см^3 , приходящегося на 1 м^3 отсепарированного газа.

Количественное соотношение фаз в продукции газоконденсатных месторождений оценивается *газоконденсатным фактором* – величиной обратной конденсатно-газовому фактору, показывающей отношение количества добытого (м^3) газа (в нормальных атмосферных условиях) к количеству полученного конденсата (м^3), улавливаемого в сепараторах. Величина газоконденсатного фактора изменяется для разных месторождений от 1500 до $25000 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Под *сырым* конденсатом подразумевают при стандартных условиях жидкие углеводороды ($\text{C}_5+\text{высш.}$) с растворенными в них газообразными компонентами (метаном, этаном, бутаном, пропаном, сероводородом и др.)

Стабильный конденсат состоит только из жидких углеводородов – пентана и высших (C₅+высш.). Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в пределах 40-200⁰С. Молекулярная масса – 90-160. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см³ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

По количеству конденсата газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150 см³/см³), средним (150-300 см³/см³), высоким (300-600 см³/см³) и очень высоким (более 600 см³/см³).

ГЛАВА 7. ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подземные воды встречаются в большинстве нефтяных и газовых месторождений и являются обычным спутником нефти и газа. Часто воды находятся в тех же пластах (коллекторах), где и нефть и газ, в этом случае воды обычно занимают пониженные части пластов. Кроме того, в разрезах месторождений имеются самостоятельные водоносные пласты.

7.1 Физические свойства

Плотность воды зависит от ее минерализации, т. е. от количества растворенных в ней солей. Степень минерализации вод обычно выражают соленостью – содержанием растворенных в воде солей, отнесенным к 100 г раствора.

Температура воды обычно находится в соответствии с геотермической ступенью данной местности. Однако бывают и отклонения, что чаще всего обуславливается появлением тектонических вод, имеющих более высокую температуру. Определение температуры воды имеет важное практическое значение и используется при решении различных вопросов, в частности, в промышленной практике для суждения о глубине притока вод.

С увеличением температуры вода расширяется (как известно, при 4°C вода имеет наибольшую плотность). Коэффициент термического расширения воды (т. е. изменение единицы объема воды при повышении температуры на 1°C) изменяется неравномерно: при 4-10°C он в среднем равен $6,5 \cdot 10^{-5}$; при 10-20°C – $15 \cdot 10^{-5}$, при 20-30°C – $25 \cdot 10^{-5}$ и при 65-70°C – $58 \cdot 10^{-5}$.

Электропроводность вод зависит от минерализации; минерализованные воды являются проводниками электрического тока, а пресные воды плохо проводят (или почти не проводят) его.

Вязкость воды в пластовых условиях значительно меньше вязкости нефти, поэтому вода в этих условиях имеет большую подвижность, чем нефть. Вязкость воды при атмосферных условиях и 20°C равна 1,005 мПа·с. Основным фактором, влияющим на вязкость воды в пластовых условиях, является температура пласта (рис. 4).

Поверхностное натяжение воды имеет важное значение в связи с ее вымывающей способностью. При меньшем поверхностном натяжении вода обладает большей способностью промывать пески и вытеснять из пласта нефть. Величина поверхностного натяжения воды в значительной степени зависит от

ее химического состава, и в результате соответствующей химической обработки воды может быть значительно снижена.

Объемный коэффициент пластовой воды зависит главным образом от температуры пласта и в меньшей степени от количества растворенного в воде газа (рис. 5).

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды растворимость газов в воде уменьшается (рис. 6).

Сжимаемость воды, т. е. изменение единицы объема воды в пластовых условиях при изменении давления на 0,1 МПа колеблется в пределах $(3,7-5) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа.

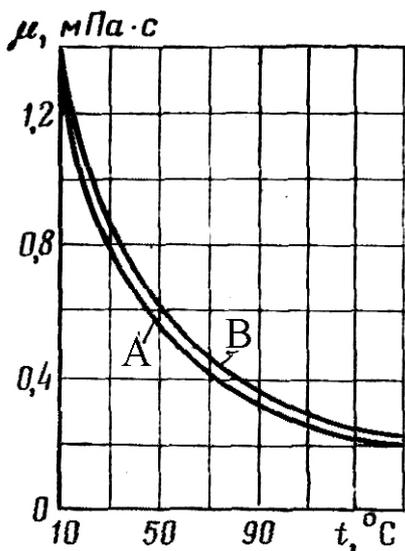


Рисунок 4 – Зависимость между вязкостью и температурой воды
A – чистая вода; B – вода, содержащая 60 г/л солей

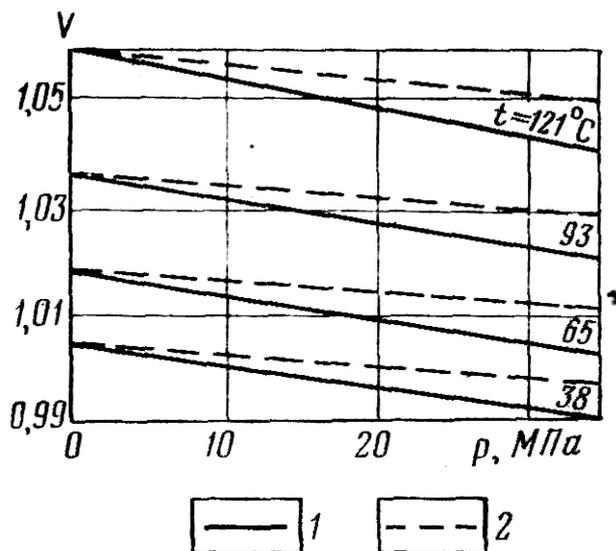


Рисунок 5 – Значение объемных коэффициентов (V) для пластовой воды
1 – чистая вода; 2 – вода с растворенным газом

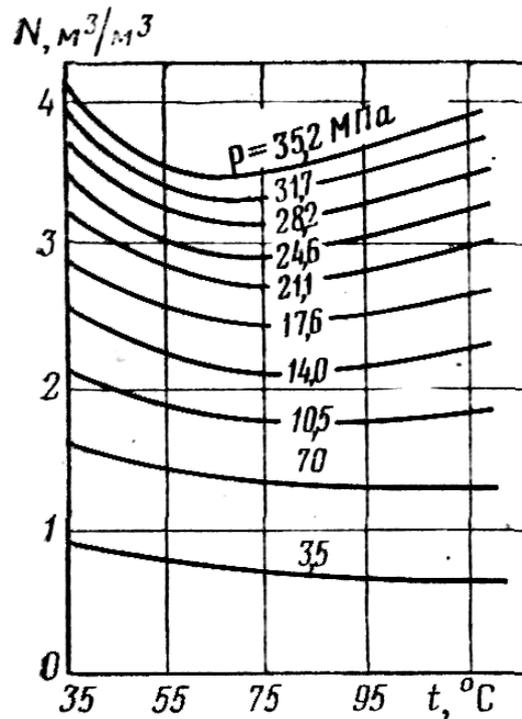


Рисунок 6 – Растворимость (N) естественного газа в чистой воде (при пользовании диаграммой необходимо вводить поправки на минерализацию воды)

Сжимаемость газированной воды возрастает с увеличением содержания растворенного в ней газа, причем

$$\beta_{BI} = \beta_B (1 + 0,05 r),$$

где β_{BI} – коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, 1/МПа;

β_B – коэффициент сжимаемости чистой воды, 1/МПа;

r – количество газа, растворенного в воде, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Сжимаемость растворов солей в воде меньше сжимаемости чистой воды, она уменьшается с увеличением концентрации соли.

7.2 Химическая характеристика

Воды нефтяных месторождений характеризуются: 1) повышенной минерализацией; 2) наличием хлоридов кальция и натрия или гидрокарбонатов натрия; 3) отсутствием сульфатов или весьма незначительным их содержанием; 4) повышенным содержанием ионов I, Br, NH_4 ; 5) часто присутствием H_2S ; 6) наличием солей нафтеновых кислот; 7) наличием растворенных углеводородных газов, реже – гелия и аргона.

Формирование подземных вод связано с их проникновением в земную кору с поверхности в капельножидком виде или в виде водяного газа, конденсирующегося под землей в воду. В формировании подземных вод участвуют также и воды, захороненные в морских осадках, а затем преобразованные при диагенезе осадков.

Условия формирования различных типов вод весьма разнообразны и характеризуются: 1) взаимодействием воды и горных пород; 2) взаимодействием вод с нефтью и газами; 3) воздействием на воды микробиологических процессов; 4) различными геологическими факторами – литолого-физическим составом пород и их коллекторскими свойствами, тектоникой, температурными условиями и др.

Обычно в водах газонефтяных месторождений содержатся следующие компоненты:

- 1) ионы растворимых солей: анионы – OH^- , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^- ; катионы – H^+ , K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Fe^{2+} , Mn^{2+} ;
- 2) растворимые ионы микроэлементов: Br^- , I^- , B^{3+} , Sr^{2+} ;
- 3) коллоиды: SiO_2 , Fe_2O_3 , Al_2O_3 ;
- 4) газообразные вещества: CO_2 , H_2S , CH_4 , H_2 , N_2 ;
- 5) органические вещества: нефтяные кислоты, их соли.

Исследования вод нефтяных месторождений показывают, что состав их в одном и том же пласте меняется в зависимости от того, из какой части структуры взят образец воды, – из зоны водонефтяного контакта или из законтурной зоны. Нередко в зоне водонефтяного контакта воды обладают большей минерализацией, чем в зоне, удаленной от контура нефтеносности, поэтому по мере эксплуатации и продвижения краевых вод минерализация их уменьшается. Особенно значительные изменения состава наблюдаются в щелочных водах, так как на контакте нефть-вода происходит биохимический процесс, обуславливающий частичное восстановление сульфатов, которые нередко содержатся в водах.

7.3 Промысловая классификация пластовых вод

Подземные воды, встречающиеся в недрах нефтяных месторождений, подразделяют на грунтовые (обычно безнапорные), пластовые напорные и воды тектонических трещин.

Грунтовые воды залегают на сравнительно небольшой глубине от поверхности – на первом водоупорном слое; их режим зависит от гидрометеорологических условий.

Пластовые напорные воды (рис. 7) по отношению к нефтеносному пласту подразделяются следующим образом:

1) нижние краевые (контурные), залегающие в пониженных частях нефтеносного пласта и подпирающие нефтяную залежь;

2) подошвенные, залегающие в нижней подошвенной части нефтеносного пласта в пределах всей структуры (включая ее сводовую часть);

3) промежуточные, приуроченные к водоносным пропласткам (или водоносным пластам), залегающим в нефтеносном пласте, являющимся единым объектом эксплуатации;

4) верхние краевые, залегающие либо в размытой сводовой части антиклинально изогнутых нефтеносных пластов, либо в головной части моноклинально залегающих нефтеносных пластов. Головные части таких пластов (часто обнажающиеся на поверхности) обычно обводнены поверхностными вадозовыми водами;

5) верхние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим выше нефтеносного пласта;

6) нижние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим ниже нефтеносного пласта.

При наличии нижних краевых вод положение контакта нефть-вода (рис. 8) определяет внешний (по кровле пласта) и внутренний (по подошве пласта) контуры нефтеносности.

Часть пласта, расположенная в пределах внутреннего контура нефтеносности, содержит нефть по всей мощности от кровли до подошвы включительно. Часть пласта, расположенная между внутренним и внешним контурами нефтеносности, содержит сверху нефть, внизу воду и называется *приконтурной зоной*.

В процессе добычи нефти обычно происходит продвижение контуров нефтеносности. Одной из задач рациональной разработки является обеспечение равномерного их продвижения.

При неравномерном продвижении контуров нефтеносности образуются языки обводнения, что может привести к появлению разрозненных целиков нефти (рис. 9), захваченных водой. Неравномерное продвижение контуров нефтеносности зависит от неоднородности пласта (особенно по его проницаемости), отбора жидкости из пласта и т. п.

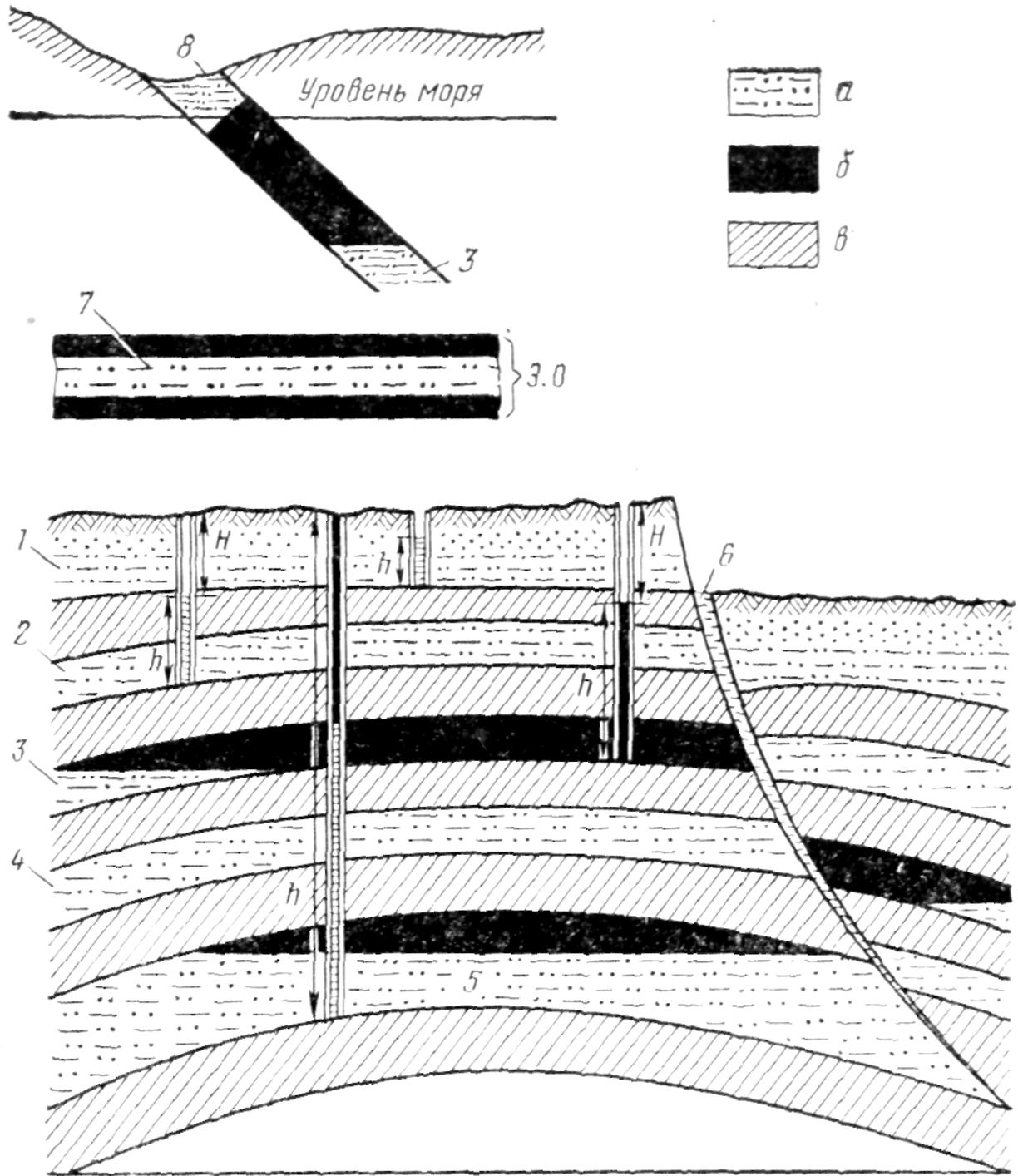


Рисунок 7 – Пластовые воды

а – вода, б – нефть, в – глины

вода: 1 – со свободной поверхностью (ненапорная); 2 – верхняя относительно нефтеносного горизонта (верхняя напорная); 3 – краевая приконтурной зоны (нижняя краевая напорная); 4 – нижняя относительно нефтеносного горизонта (нижняя напорная); 5 – подошвенная; б – глубинная, восходящая по сбросу; 7 – промежуточная (э.о. – эксплуатационный объект); 8 – верхняя краевая; H – глубина уровня; h – напор

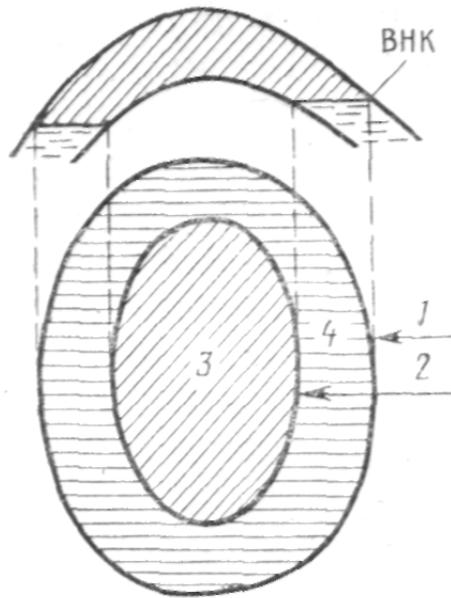


Рисунок 8 – Схема расположения контакта нефть-вода (ВНК)
 контур нефтеносности: 1 – внешний (по кровле пласта);
 2 – внутренний (по подошве пласта);
 зоны: 3 – нефтяная; 4 – приконтурная
 (зона расположения «водоплавающей» нефти)

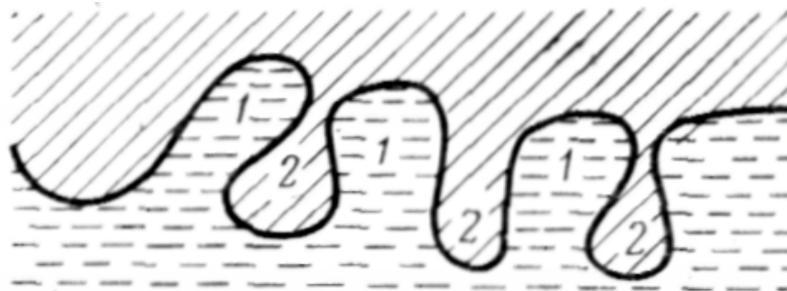


Рисунок 9 – Схема расположения языков обводнения и целиков нефти
 1 – языки обводнения; 2 – целики нефти

При наличии подошвенных вод (граница нефтеносности проходит лишь по кровле пласта) задача заключается в том, чтобы при вскрытии пласта не пересечь водонефтяной контакт скважиной (забой скважины должен быть выше этого контакта) во избежание появления конусов обводнения уже в самом начале эксплуатации (рис.10, а). При наличии в пласте (особенно в его подошвенной части) глинистых прослоев борьба с конусами обводнения ведется путем цементирования забоев скважин (рис.10, б); в ряде случаев при наличии в подошвенной части пласта глинистых прослоев конусы обводнения вообще не образуются.

Если в пределах эксплуатационного объекта залегает более или менее мощный водоносный прослой (промежуточные воды), то следует производить

цементирование всего объекта с последующим прострелом колонны лишь против нефтеносной части пласта. Если часто перемежаются маломощные нефтяные и водяные (промежуточные) прослои, то такой «слоеный пирог» приходится эксплуатировать в целом (совместно нефтяные и водяные пропластки), обеспечивая возможно большую откачку жидкости из пласта.

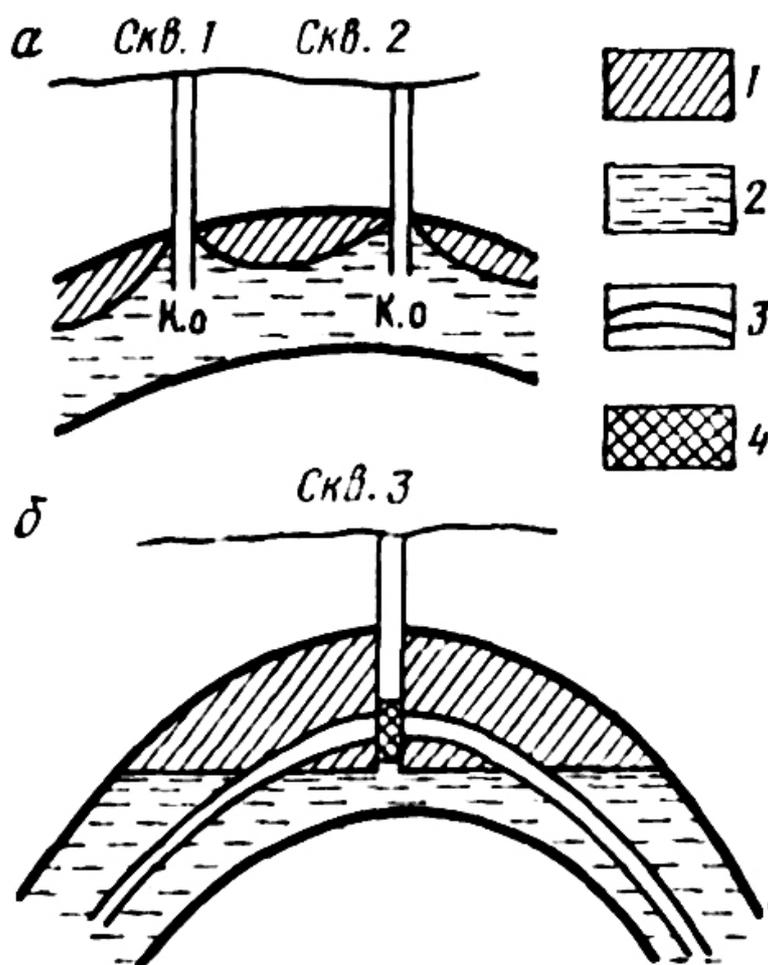


Рисунок 10 – Схема расположения конусов обводнения при наличии подошвенных вод

*1 – нефть; 2 – вода; 3 – глинистый прослой; 4 – цементная пробка;
К.о. – конусы обводнения*

В случае выхода нефтеносного пласта на поверхность, как указывалось выше, может произойти обводнение его головной части с образованием верхних краевых вод (ширванский горизонт Апшеронского месторождения нефти). В этом случае целесообразно провести разведочные работы вниз по падению пласта для обнаружения возможной залежи нефти, а не базировать свои отрицательные выводы об отсутствии нефти в пласте на данных о наличии воды в его головной части.

Верхние воды (называемые иногда чуждыми по отношению к нефтеносному пласту) необходимо различными методами, излагаемыми в курсе «Бурение», изолировать от нефтеносного пласта.

Нижние воды не следует вскрывать, а при случайном вскрытии их следует изолировать путем цементирования забоя скважины.

При наличии тектонических вод, циркулирующих по тектоническим трещинам, в которые они поступают из различных, главным образом высоконапорных водоносных пластов, могут обводниться головные участки нефтеносных пластов или же в этих пластах может произойти полное замещение нефти водой. Обводнение головных участков пласта тектонической водой (рис. 11) наблюдалось на ряде нефтяных месторождений (Небит-Даг, Балаханы-Сабунчи-Раманы и др.). Если имеются тектонические воды, о нефтеносности пласта нельзя судить по данным разведочных скважин, вскрывших пласт вблизи его контакта с поверхностью нарушения. В этом случае необходимо бурить дополнительные разведочные скважины в отдалении от этой зоны вниз по падению пласта [5].

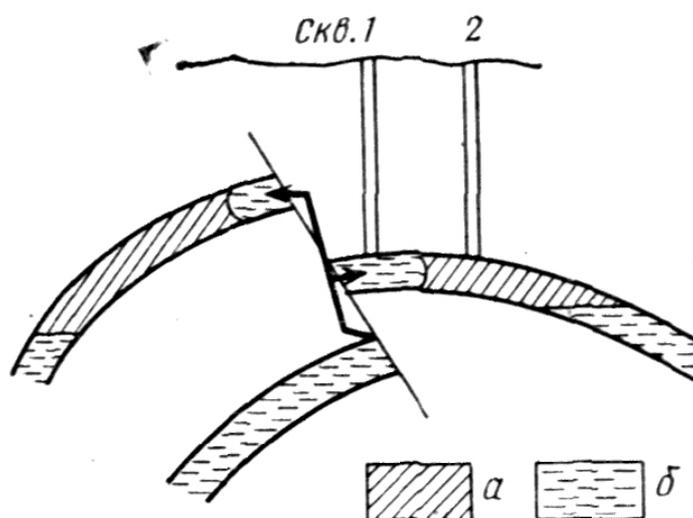


Рисунок 11– Схема обводнения нефтеносного пласта тектоническими водами
а – нефть; б – вода

ГЛАВА 8. ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Известно, что в недрах месторождений температура возрастает с глубиной, начиная от так называемого нейтрального слоя с неизменной температурой.

Продуктивные пласты обладают природной (начальной) температурой, значение которой определяется закономерностями изменения температуры по разрезу месторождения.

Начальная температура продуктивных пластов оказывает большое влияние на фазовое состояние углеводородов в пластовых условиях, на вязкость пластовых жидкостей и газов и, следовательно, на условия их фильтрации.

В процессе разработки залежей природные термодинамические условия могут претерпевать устойчивые или временные изменения в связи с нагнетанием в пласты в больших объемах различных агентов, имеющих температуру, большую или меньшую начальной пластовой, в результате применения теплофизических и термохимических методов разработки залежей. Наряду с этим в скважинах и в прискважинных зонах горных пород при бурении, цементировании и эксплуатации возникают теплообменные процессы, нарушающие начальное тепловое поле. Последнее в скважинах восстанавливается в течение продолжительного времени – от нескольких суток до месяца и более.

Изменение термодинамического режима пластов может оказывать существенное влияние на условия разработки залежей. Вместе с тем, изучение вторичных термических аномалий имеет большое значение для контроля за процессом разработки эксплуатационных объектов, за работой пластов в скважинах и за техническим состоянием скважин. Изучение теплового режима месторождения и его продуктивных пластов в целом, как при подготовке месторождения к разработке, так и при его разработке имеет большое значение.

Замеры температур в скважинах производят либо максимальным термометром, либо электротермометром.

Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных обсадными трубами и незакрепленных. Перед замером скважина должна быть остановлена на 20-25 суток для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4-6 часов после остановки скважины.

В процессе бурения температуру обычно измеряют в скважинах, временно остановленных по техническим причинам. В промысловых условиях для

этой цели удобнее использовать бездействующие или временно законсервированные эксплуатационные скважины. При замерах температуры следует учитывать проявления газа и связанное с этим возможное понижение естественной температуры.

Данные замеров температур могут быть использованы для определения геотермической ступени и геотермического градиента.

Геотермическая ступень – это расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1°C , определяется по формуле

$$G = \frac{H - h}{T - t},$$

где G – геометрическая ступень в м / градус Цельсия;

H – глубина места замера температуры, м.;

h – глубина слоя с постоянной температурой, м.;

T – температура на глубине;

t – средняя годовая температура воздуха на поверхности.

Для более точной характеристики геотермической ступени необходимо иметь замеры температуры по всему стволу скважины. Такие данные позволяют вычислить величину геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также определить геотермический градиент (Γ), т. е. прирост температуры в градусах Цельсия при углублении на каждые 100 м

$$\Gamma = \frac{(T - t) \cdot 100}{H - h}.$$

Следовательно, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением $\Gamma = 100/G$.

Как известно, для верхних слоев земной коры (10-20 км) величина геотермической ступени в среднем равна 33 м и значительно колеблется для различных участков земного шара. Так, для Грозненской нефтеносной области она составляет 8-12 м, Апшеронского полуострова 21-37 м, ряда месторождений Урало-Волжской нефтеносной провинции около 100 м.

ГЛАВА 9. ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Приток жидкости и газа к забоям нефтяных или газовых скважин обусловлен разностью между пластовым и забойным давлениями. Величина этого перепада или депрессии давления зависит от отбора жидкости (газа) из скважин, физических свойств пород пласта и жидкости, а также от вида пластовой энергии, которая обуславливает добычу нефти и газа.

Источниками пластовой энергии, под действием которой нефть и газ притекают к забоям скважин, являются: энергия напора пластовых вод; энергия свободного и выделяющегося при понижении давления растворенного в нефти газа; энергия упругости сжатых пород и жидкостей; энергия напора, обусловленного силой тяжести самой нефти.

Запасы пластовой энергии в процессе эксплуатации залежи расходуются на преодоление сил, противодействующих движению нефти и газа в пласте: сил внутреннего трения жидкостей и газов, трения их о породу, а также капиллярных сил. Силы трения обусловлены вязкостью жидкостей и газов.

Нефть и газ могут двигаться в результате проявления как одного, так и различных видов пластовой энергии одновременно. В дальнейшем будет показано, что от энергетических особенностей месторождения зависит весь ход разработки и эксплуатации залежей.

Названия режимам принято давать по характеру проявления основных источников пластовой энергии в определенный период эксплуатации. В соответствии с этим выделяются следующие режимы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный или режим газовой шапки, режим растворенного газа, гравитационный.

Кроме перечисленных в залежах могут проявляться смешанные режимы, возникающие при одновременном действии двух или нескольких источников пластовой энергии.

9.1 Водонапорный режим

Основным видом энергии при этом режиме является напор краевой воды. Напор вод может создаваться также искусственно путем нагнетания воды в специальные нагнетательные скважины. При чисто водонапорном режиме поступающая в пласт вода полностью замещает отобранную нефть и газ, что обеспечивается следующими геологическими условиями: небольшой удаленностью залежи от области питания; высокой проницаемостью и относительно однородным строением пласта-коллектора, как в пределах залежи, так и в

водоносной области; отсутствием тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкостью пластовой нефти. Одно из важнейших условий проявления водонапорного режима – большая разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки. Контур нефтеносности при этом режиме непрерывно перемещается и сокращается.

При эксплуатации месторождений с водонапорным режимом сначала наблюдается некоторый спад пластового давления и устанавливается градиент давления, вызывающий поступление воды в продуктивную зону. Со временем пластовое давление при постоянном отборе жидкости из пласта стабилизируется, что является доказательством водонапорного режима с полным замещением нефти, извлекаемой из пласта, водой. Благодаря медленному падению пластового давления в залежах с водонапорным режимом дебит скважин длительное время остается примерно постоянным, как и газовый фактор, но до тех пор, пока давление на забое скважин не станет ниже давления насыщения.

Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при водонапорном режиме приведена на рисунке 12. При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – 0,6-0,8.

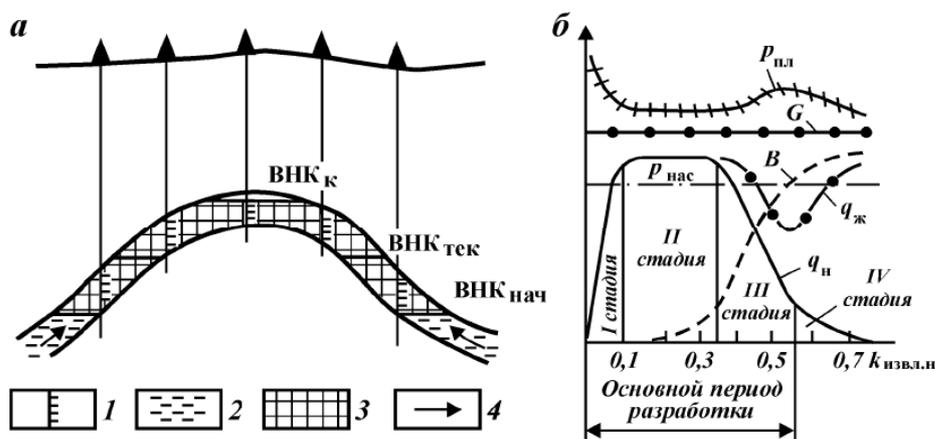


Рисунок 12 – Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме

а – изменение объема залежи в процессе разработки;

б – динамика основных показателей разработки; 1 – интервалы перфорации; 2 – вода; 3 – нефть; 4 – направление движения воды и нефти;

положение ВНК: ВНК_{нач} – начальное, ВНК_{тек} – текущее;

ВНК_к – конечное; давление: $p_{пл}$ – пластовое, $p_{нас}$ – насыщения;

годовые отборы: $q_к$ – нефти, $q_ж$ – жидкость; B – обводненность продукции;

G – промысловый газовый фактор; $K_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

9.2 Упруго-водонапорный режим

Пластовые жидкости и сами породы сжимаемы, поэтому в пластовых условиях они обладают запасом «упругой» энергии, освобождающейся при снижении давления.

Упругие изменения породы и жидкости при уменьшении давления в пласте, отнесенные к единице их объема, незначительны, но если учесть, что объемы залежи и питающей ее водонапорной системы могут быть огромны, то упругая энергия породы, жидкостей и газов может оказаться существенным фактором, обуславливающим движение нефти к забоям нефтяных скважин. При этом, вследствие падения пластового давления, породы и жидкости расширяются.

Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной области пласта, обычно невелика в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной области. Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющих слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта, а также вследствие больших размеров залежи и, соответственно, значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой. Упруговодонапорный режим обычно характерен для залежей с повышенной вязкостью нефти, а также для залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен таковому при водонапорном режиме, однако, вследствие пониженной проницаемости пластов, повышенной вязкости нефти и других причин доля запасов в невырабатываемых участках залежи, по сравнению с их долей при водонапорном режиме, несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 13) имеет сходство с их динамикой при водонапорном режиме и отличия от нее. Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления.

Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5-0,55.

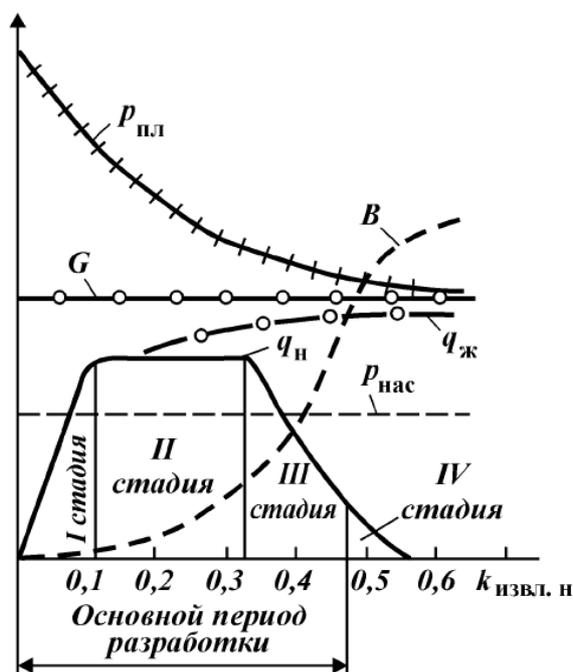


Рисунок 13 – Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

давление: $p_{пл}$ – пластовое, $p_{нас}$ – насыщения;

годовые отборы: $q_{н}$ – нефти, $q_{ж}$ – жидкость; B – обводненность продукции;

G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

9.3 Газонапорный режим

Встречаются залежи, в которых пластовое давление равно давлению насыщения нефти газом. В залежах этой категории имеются газовые шапки, которые могли образоваться только после полного насыщения нефти газом при данном пластовом давлении.

Вытеснение нефти происходит вниз по падению пласта. Давление снижается очень медленно.

При правильной разработке залежи газовый фактор практически остается постоянным. Добыча из пласта, имеющего газовую шапку, возрастает спокойно и, достигнув максимума, также спокойно падает (рис. 14). Такой режим работы пласта принято называть режимом газовой шапки или газонапорным режимом.

Необходимые геологические условия проявления режима: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная высота нефтяной части залежи; высокая проницаемость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 1,5-2,0 мПа·с).

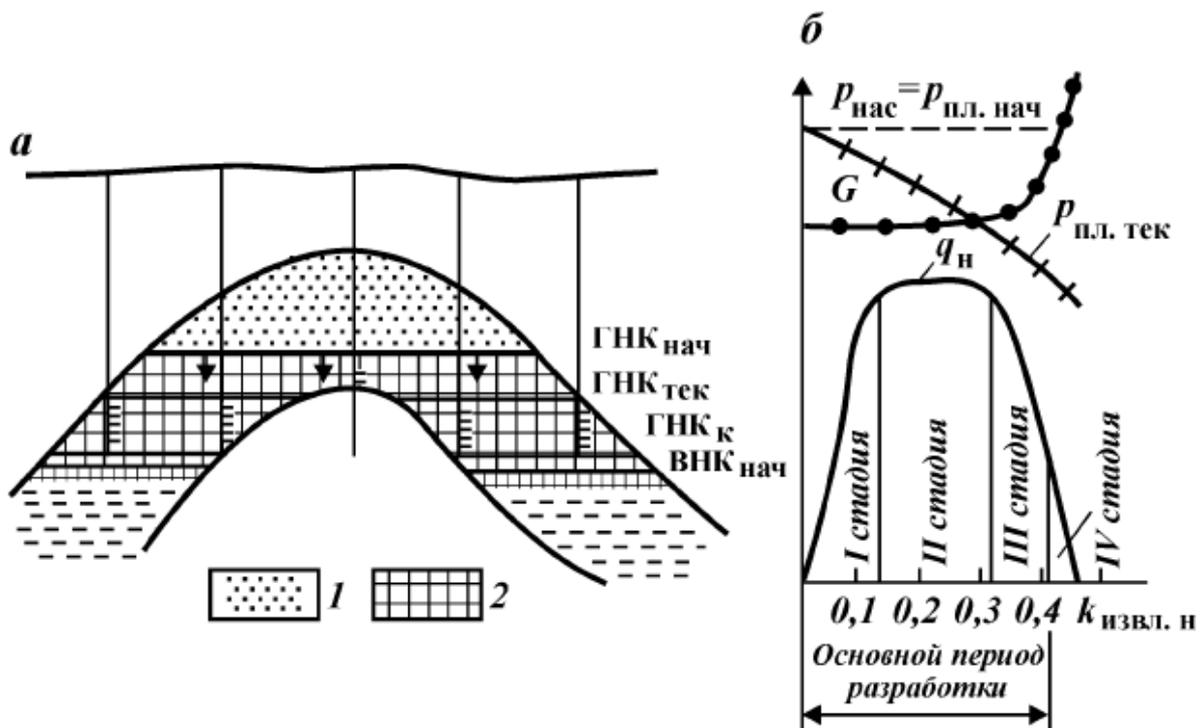


Рисунок 14 – Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме

а – изменение объема залежи в процессе разработки;

б – динамика основных показателей разработки;

1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНК_{нач};

положение ГНК: ГНК_{нач} – начальное, ГНК_{тек} – текущее, ГНК_к – конечное;

давление: $p_{пл}$ – пластовое, $p_{нас}$ – насыщения;

годовые отборы: q_k – нефти, $q_{жс}$ – жидкости;

V – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор;

$k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Обычно в таких залежах имеет место напор краевых вод. В этих случаях водонефтяной контакт перемещается в сторону свода под влиянием напора пластовой воды. Размеры залежи уменьшаются вследствие сближения газонефтяного и водонефтяного контактов, и эксплуатация скважин сопровождается выделением газа из нефти в зоне влияния скважины. Выделяющийся из нефти газ обладает упругостью и ускоряет движение нефти из пласта к скважинам. Такой режим можно назвать *газоводонапорным*. При правильной разработке такого рода залежей коэффициент извлечения нефти достигает 0,35-0,45.

Разумеется, что при режиме газовой шапки и газоводонапорном режиме ни в коем случае нельзя добывать газ из газовой шапки. Это ведет, с одной стороны, к нерациональной растрате пластовой энергии и, с другой, – к большой потере нефти на смачивание сухого песка нефтью при перемещении газонефтяного контакта в сторону свода.

9.4 Режим растворенного газа

Силой, движущей нефть по пласту к забоям скважин при этом режиме является энергия газа, растворенного в нефти. При понижении давления в пласте ниже давления насыщения газ, выделившийся из нефти, примет форму мельчайших пузырьков, рассеянных в нефти, вследствие чего объем газонефтяной смеси неизбежно увеличится, а это повлечет за собой вытеснение нефти к забоям скважин. Вначале, когда пузырьков газа в порах сравнительно мало, относительная проницаемость пласта для газа еще очень низка, газ выталкивает нефть из пласта, не проскальзывая через породу, и совершает работу с высоким коэффициентом полезного действия.

Этому периоду разработки пласта соответствует стремительный рост добычи нефти, быстрое падение пластового давления при сравнительно небольшой величине газового фактора.

По мере снижения пластового давления степень разрежения нефти возрастает, количество пузырьков газа в пласте увеличивается, одновременно увеличивается относительная проницаемость пласта для газа, а относительная проницаемость пласта для нефти резко уменьшается. В силу этого все большее количество газа проскальзывает к забоям скважин, не выталкивая нефть, поэтому, по мере разработки пласта газовый фактор будет возрастать сначала медленно, а затем очень быстро.

После того, как в пласте будет добыто 8-10% нефти от ее первоначального объема, относительная проницаемость пласта для нефти станет крайне низкой, а для газа – высокой, в результате чего дебиты газа будут очень большими, а дебиты нефти – незначительными. Этот период разработки характеризуется стремительным снижением общей добычи нефти и большой величиной газового фактора.

Вследствие большой подвижности газа, по сравнению с подвижностью нефти, дегазация залежи произойдет быстрее, чем она будет истощена. В результате этого газовый фактор, достигнув максимума, опять уменьшится, после чего нефть к забоям скважин будет подтекать в основном под действием силы тяжести самой нефти.

Контур нефтеносности при режиме растворенного газа остается неподвижным. Объем и форма залежи в процессе разработки не изменяются, уменьшается только степень насыщенности породы нефтью. При режиме растворенного газа коэффициент нефтеизвлечения обычно бывает 0,1-0,2 и только в исключительно благополучных случаях (однородный пласт, высокая проницаемость пород, низкая вязкость нефти) достигает 0,2-0,25. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа показана на рисунке 15.

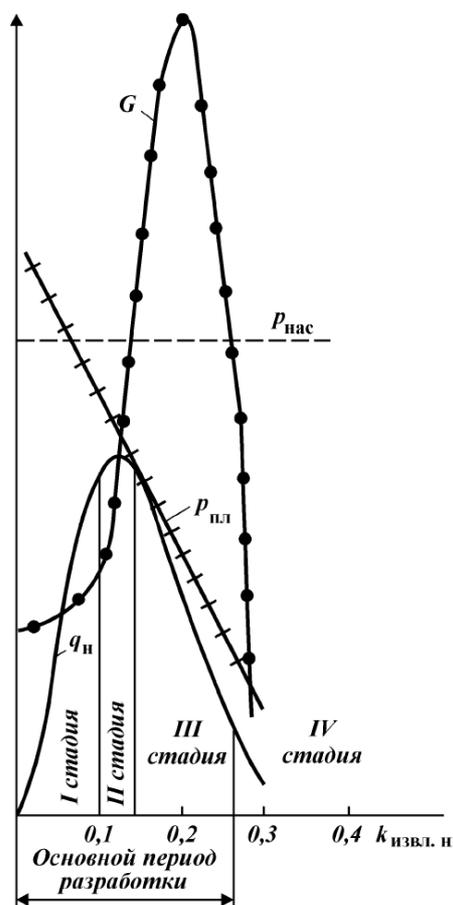


Рисунок 15 – Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа
 давление: $p_{пл}$ – пластовое, $p_{нас}$ – насыщения;
 годовые отборы: q_n – нефти, $q_{ж}$ – жидкости;
 V – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор;
 $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

9.5 Гравитационный режим

Этот режим может иметь место в условиях полной изоляции залежи от водоносной части (тектоническое или литологическое экранирование), а также при отсутствии газа (свободного или растворенного в нефти).

Движение жидкости по пласту зависит от высоты залежи или крутизны складки (перепад высот между забоями скважин и различными точками залежи должен быть достаточно большим, чтобы обеспечивать существенную разницу гравитационных потенциалов, под влиянием которых происходит движение жидкости в пласте).

Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти обычно наблюдается в пластах с пологим залеганием и плохими коллекторскими свойствами. В этом случае уровни в скважинах обычно находятся ниже кровли пласта. Режим может быть также природным в залежах, расположенных на малых глубинах, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа.

При гравитационном режиме нефть отбирается очень низкими темпами – менее 2-1% в год от начальных извлекаемых запасов.

Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показаны на рисунке 16.

Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти – единицы кубометров в 1 м^3 . Примеры: Ярегское месторождение, длительно разрабатываемые залежи нефти Апшеронского полуострова.

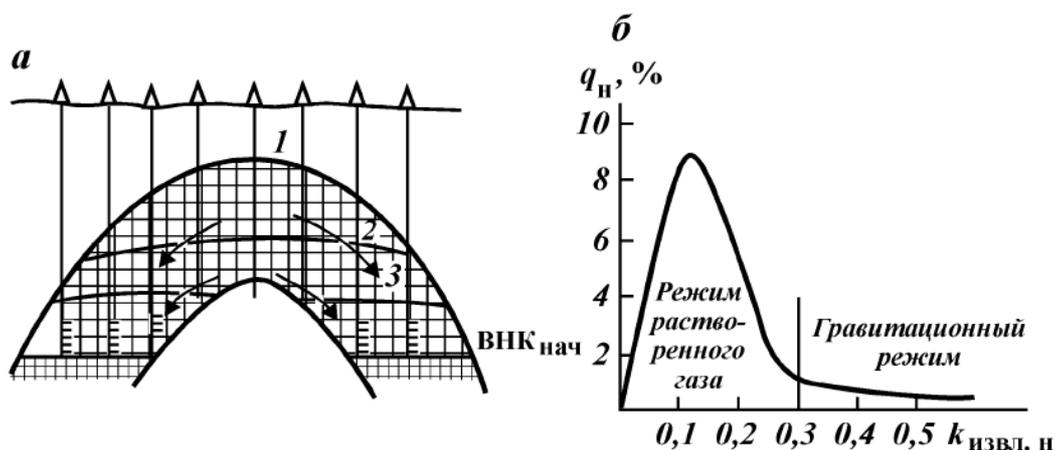


Рисунок 16 – Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме

a – изменение объема залежи в процессе разработки;

б – динамика годовых отборов нефти q_n ; 1-3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти

9.6 Смешанные природные режимы залежей

В промысловой практике залежь весьма редко работает в каком-либо одном режиме в течение всего периода ее эксплуатации. Например: месторождения с водонапорным режимом вследствие высоких отборов могут перейти на режим растворенного газа. Иногда на одном и том же месторождении различные участки могут работать в различных режимах. Например: на группе залежей Омра-Сойвинского района (Коми) извлечение нефти осуществлялось за счет режима растворенного газа и напора газа газовой шапки. На этой же группе залежей природный режим иногда складывается из одновременного действия напора краевых вод и газовой шапки.

Таким образом, в процессе разработки смешанные режимы проявляются как во времени (когда одна фаза режима сменяется другой), так и в пространстве (когда отдельные участки залежей работают при различных режимах).

ГЛАВА 10. РЕЖИМЫ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В газовых залежах основными источниками пластовой энергии являются давление расширяющегося газа, упругие силы воды и породы, а также напор краевых и подошвенных вод. В зависимости от преобладающего воздействия одного из этих факторов выделяют газовый (режим расширяющегося газа), газо-упруго-водонапорный, газо-водонапорный. Характер проявления каждого из режимов зависит от геологических условий залежей, степени активности пластовых вод.

Разработка газовых залежей значительно отличается от разработки нефтяных залежей. Это связано с тем, что вязкость газа в среднем в сто раз меньше вязкости нефти. Вследствие этого перераспределение давления в газовых залежах происходит гораздо быстрее, чем в нефтяных.

10.1 Газовый режим

Основным источником энергии при газовом режиме, продвигающей газ к забоям скважин, является упругое расширение сжатого в залежи газа. Газовый режим обычно проявляется в тех залежах, которые приурочены либо к линзам, либо к пластам небольших размеров. Он характерен для литологически, стратиграфически и тектонически экранированных залежей. В некоторых случаях в пониженных участках этих залежей имеется вода, которая не оказывает практически никакого влияния на процесс разработки.

Газовый режим отличается от других режимов газовых залежей в основном тем, что снижение пластового давления здесь всегда пропорционально отбору газа. За счет этого удельная добыча газа (V) на единицу падения пластового давления в процессе разработки залежи при газовом режиме остается постоянной.

10.2 Газо-упруго-водонапорный режим

Основным источником энергии при этом режиме являются упругие силы как пластовой воды, породы, так и самого расширяющегося газа. Обычно для таких залежей характерны: низкая проницаемость, значительные фациальные замещения пласта, слабая гидродинамическая связь между газовой и законтурной частями пласта, значительная удаленность области питания от залежи.

На первых этапах разработки в залежи устанавливается газовый режим, так как пластовое давление снижается очень незначительно, что не будет способствовать проявлению упругих сил в залежи. В зависимости от комплекса

геолого-промысловых характеристик продолжительность газового режима в залежи будет различной.

В результате снижения пластового давления в залежи создаются условия для проявления упругих сил пласта и воды. При этом начинает медленно подниматься ГВК. Однако напор, возникающий вследствие проявления упругих сил, не может компенсировать снижение пластового давления в залежи. Снижение пластового давления при этом будет зависеть как от текущего, так и от суммарного отбора газа. Таким образом, первыми признаками проявления газопруго-водонапорного режима являются: 1) подъем ГВК; 2) снижение пластового давления.

При разработке залежей с этим режимом и газопруго-водонапорными режимами используют так называемый «коэффициент возмещения», который представляет собой отношение объема воды, внедрившейся в газовую залежь за определенное время, к объему газа, отобранному за то же время и приведенному к пластовым условиям. Например, если коэффициент возмещения равен единице, это показывает, что в залежь поступила вода в объеме, соответствующем объему отобранного газа. Если коэффициент возмещения равен нулю, это свидетельствует о полной изоляции залежи от напора подошвенных или краевых вод. Для газопруго-водонапорного режима коэффициент возмещения колеблется от нуля до единицы. Коэффициент газоотдачи при этом режиме – от 0,7 до 0,85.

10.3 Газопруго-водонапорный режим

Основным источником энергии, продвигающей газ к забоям скважин, при этом режиме является активный напор пластовых (краевых и подошвенных) вод, а также расширение находящегося в залежи газа. Этот режим проявляется в определенных геологических условиях: высокая проницаемость и хорошая фильтрационная характеристика пласта, высокая гидродинамическая связь между газовой и законтурной частями залежи, близкое расположение области питания от залежи и значительная разница их гипсометрических отметок. Первыми признаками проявления этого режима будут: 1) быстрый подъем ГВК; 2) медленное понижение пластового давления. Коэффициент возмещения в таких залежах обычно близок к единице. Конечный коэффициент газоотдачи достигает 0,9.

10.4 Формирование режимов. Использование природных режимов при разработке

В настоящее время нефтяные залежи разрабатывают с использованием природных видов энергии в основном в тех случаях, когда они обладают водонапорным или достаточно активным упруго-водонапорным режимом. На большинстве нефтяных залежей природный режим в самом начале их разработки преобразуют в более эффективный путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим нефтяной залежи должен быть установлен уже ко времени составления первого проектного документа на ее разработку для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия. К этому времени по нефтяной залежи обычно еще не бывает данных о ее эксплуатации, достаточных для того, чтобы судить о природном режиме залежи. Поэтому вид режима определяют по косвенным данным на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи, а также режима других залежей в рассматриваемом продуктивном горизонте, уже введенных в разработку.

По изучаемой залежи должны быть получены данные о ее размерах, геологических условиях, определяющих степень сообщаемости залежи с законтурной областью, о строении и свойствах пласта-коллектора в пределах залежи, фазовом состоянии и свойствах пластовых нефтей и газа, термобарических условиях продуктивного пласта.

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в непродолжительную **пробную (опытную)** эксплуатацию с организацией контроля над изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, положения ВНК, величины промыслового газового фактора, обводненности скважин, их продуктивности. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активностью последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах.

Для получения нужных сведений в относительно короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому, кроме разведочных скважин, для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие скважины.

Газовые залежи разрабатывают без искусственного воздействия на пласт, поэтому промышленная добыча газа может быть начата, когда возможный режим залежи по косвенным геологическим и другим данным установлен лишь

предварительно. Вместе с тем, правильное определение природного режима и энергетических возможностей газовых залежей имеет огромное значение для обоснования динамики добычи газа и пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин и, соответственно, для решения вопросов обустройства месторождения, выбора количества скважин и принципов их размещения, выбора интервалов перфорации эксплуатационных колонн и др.

Следует организовать контроль за поведением ГВК с помощью геофизических методов и путем наблюдения за обводнением скважин. Обязателен контроль за поведением давления в пьезометрических скважинах, вскрывших водоносную часть пласта, – за контуром нефтеносности и под ГВК. Неизменность пластового давления в этих скважинах указывает на то, что значительные отборы газа из залежей не оказывают влияния на водонапорную систему и что залежи свойственен газовый режим. Снижение давления в пьезометрических скважинах, наоборот, свидетельствует о наличии гидродинамической связи залежи с законтурной областью и о внедрении воды в залежь, то есть об упруго-водонапорном режиме.

ГЛАВА 11. ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Рациональное и комплексное использование природных ресурсов отражено в классификации запасов и ресурсов 1983 г. и основывается на комплексном изучении месторождений и в значительной мере определяется вовлечением в промышленное освоение, наряду с основными, попутных ископаемых и компонентов. На нефтяных и газовых месторождениях к основным полезным ископаемым относятся нефть и горючие газы. К попутным полезным ископаемым относятся минеральные комплексы (горные породы, руды, подземные воды, рассолы), добыча которых при разработке основного полезного ископаемого и использование в народном хозяйстве являются экономически целесообразными. К попутным полезным компонентам относятся заключенные в полезных ископаемых минералы, металлы и другие химические элементы и их соединения, которые при переработке полезных ископаемых могут быть рентабельно извлечены и использованы.

Попутные полезные ископаемые и компоненты подразделяются на три группы.

К I группе относятся полезные ископаемые, образующие самостоятельные пласты, залежи или рудные тела в породах, вмещающих основное полезное ископаемое, применительно к нефтяным и газовым месторождениям. Это подземные воды продуктивных пластов или водоносных горизонтов, содержащие повышенные концентрации йода, брома, бора, соединений кадмия, лития, рубидия, стронция и других компонентов, а также подземные воды, пригодные для бальнеологических, теплоэнергетических и других целей.

К II группе относятся компоненты, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворенный (попутный) газ, а в газоконденсатных – конденсат. В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. они рассматриваются как основные полезные ископаемые.

К III группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основного полезного ископаемого и выделяемые лишь при его переработке.

На многих месторождениях нефти и битумов такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан (Ярега), никель и др. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутан, а также могут содержать сероводород, гелий (Вой-Вож), аргон, углекислый газ, иногда ртуть. При определении запасов месторождений

подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в нем компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов этих полезных ископаемых и компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Прогнозные ресурсы оцениваются отдельно по нефти, газу и конденсату, а также по содержащимся в них компонентам.

Подсчет, учет и оценка запасов и перспективных ресурсов и оценка прогнозных ресурсов производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 мПа при 20⁰С) [14].

11.1 Категории запасов перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа и их назначение

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются ЗАПАСАМИ.

На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисковых разведочных работах и разработке, а также применяемые методы подсчета. Если объем и качество информации, получаемой по выявленным залежам в процессе поисков, разведки и разработки, увязать с определенными стадиями изученности залежей, то станет понятной сущность разделения запасов на категории.

Наряду с выявленными залежами, скопления углеводородов (УВ) могут содержаться в предполагаемых залежах в продуктивных, но не вскрытых бурением пластах на установленных месторождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью в пределах крупных геоструктурных элементов.

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в указанных выше объектах называются *ресурсами*.

Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд А-Д. Четкое разграничение ресурсов от запасов является свидетельством более низкой степени изученности и обоснованности, а, в конечном счете, и достоверности ресурсов.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведочные – категории А, В, С₁ и предварительно оцененные – категория С₂. Ресурсы этих же полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов по степени их изученности и обоснованности подразделяются на перспективные – категория С₃ и прогнозные – Д₁ и Д₂.

Запасы полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе в промышленных количествах, а также их перспективные и прогнозные ресурсы соответственно подсчитываются и оцениваются по тем же категориям и в тех же границах, что и содержащиеся их полезные ископаемые.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подразделяются на две группы, подлежащие самостоятельному подсчету и учету:

Балансовые – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно.

Забалансовые – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы.

Извлекаемые запасы – часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ГКЗ [14].

11.2 Методы подсчета запасов нефти

Для подсчета запасов нефти используют следующие методы: объемный, статистический и материального баланса. Выбор того или иного метода обусловлен качеством и количеством исходных данных, степенью изученности месторождения и режимом работы залежи нефти.

11.2.1 Объемный метод

В геологопромысловой практике наиболее широко применяется объемный метод. Его можно использовать при подсчете запасов нефти на различных стадиях разведанности и при любом режиме работы залежи. Объемный метод подсчета запасов нефти основан на данных о геолого-физической характеристике объектов подсчета и условиях залегания нефти в них.

При подсчете запасов нефти объемным методом используют формулу:

$$Q_{изв} = F \cdot h \cdot k_n \cdot k_H \cdot \rho_H \cdot \Theta \cdot \eta,$$

где $Q_{изв}$ – извлекаемые запасы нефти, тж;

F – площадь нефтеносности, м;

h – эффективная мощность (толщина) пласта, м;

k_n – коэффициент открытой пористости;

k_H – коэффициент нефтенасыщенности;

ρ_H – плотности нефти в поверхностных условиях, кг/м³;

Θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти; $\Theta = 1/v$ (v – объемный коэффициент пластовой нефти);

η – коэффициент нефтеотдачи.

В этой формуле произведение $F \cdot h$ представляет собой объем залежи; $F \cdot h \cdot k_n$ – поровый объем залежи (суммарный объем открытых пор, слагающих залежь); $F \cdot h \cdot k_n \cdot k_H$ – нефтенасыщенный объем пласта (объем нефти в порах пласта); $F \cdot h \cdot k_n \cdot k_H \cdot \eta$ – объем нефти, которая может быть поднята на поверхность при существующих способах разработки залежи; $F \cdot h \cdot k_n \cdot k_H \cdot \Theta \eta$ – объем нефти, которая может быть извлечена на поверхность с учетом перевода нефти из пластовых в поверхностные условия; $F \cdot h \cdot k_n \cdot k_H \cdot \rho_H \cdot \Theta \eta$ представляет собой запасы нефти в тоннах, которые могут быть извлечены из недр на поверхность в результате эксплуатации залежи (т. е. промышленные или извлекаемые запасы нефти). Обоснование подсчетных параметров изложено в работах [1, 3, 15].

11.2.2 Метод материального баланса

Запасы нефти, содержащиеся в залежи, могут быть определены на основе изучения изменений основных показателей разработки, а также физических свойств нефти, воды и породы в зависимости от снижения пластового

давления в процессе разработки залежи. Отборы нефти, растворенного газа и воды, закачка воды и газа в залежь вызывают непрерывное перераспределение флюидов вследствие изменения пластового давления. При этом баланс между количеством углеводородов, содержащихся в залежи до начала разработки, и количеством УВ, добытых и еще оставшихся в недрах, не нарушается. В этом заключается сущность закона сохранения материи применительно к залежам УВ.

11.2.3 Статистический метод

Он основан на статистических связях между различными показателями разработки. Среди них наиболее известны связи между предыдущими и последующими дебитами нефти, текущим и накопленным отборами нефти, долей воды (нефти) в продукции залежи и накопленным отборам нефти и т.п.

Применение статистического метода, так же как и метода материального баланса, возможно, следовательно, после достаточно длительной разработки. Однако статистический метод дает гораздо более достоверные результаты при подсчете запасов нефти, поскольку необходимые для расчета показатели разработки достаточно легко, точно и регулярно определяются в процессе эксплуатации. Кроме того, применение статистического метода не ограничивается режимом работы залежи. Он применим при любом воздействии на пласт.

11.3 Методы подсчета запасов газа

При подсчете запасов газа различают свободный газ, т.е. из газовых залежей и газовых шапок нефтегазовых (конденсатных) залежей, и газ, растворенный в нефти (попутный газ).

11.3.1 Подсчет запасов свободного газа

Объемный метод подсчета запасов свободного газа основан на тех же принципах определения объема залежи, что и объемный метод подсчета запасов нефти:

$$Q_{\Gamma} = FhK_n fK_{\Gamma} \frac{P_0 a_0 - P_{cm} a_{cm}}{P_{cm}},$$

где Q_{Γ} – начальные запасы газа (в стандартных условиях, $P_{cm} = 0,5$ МПа, $T_{cm} = 293$ К);

F – площадь в пределах контура газоносности, м²;

h – эффективная газонасыщенная мощность (толщина), м;

K_n – коэффициент открытой пористости;

P_0 – начальное пластовое давление в залежи, МПа;

P_{cm} – среднее остаточное давление, МПа, в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины давления, равного 0,1 МПа;

a_0 и a_{cm} – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давлений P_0 и P_{cm} , равные $1/z$, где $z = PV/RT$ – коэффициент сжимаемости газа, определяемый по пластовым пробам;

f – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре: $T_{cm}/T_{нл} = 293 \text{ K}/(273\text{K} + t_m)$;

$K_{Г}$ – коэффициент газонасыщенности с учетом содержания связанной воды;

t_m – пластовая температура.

11.3.2 Метод подсчета запасов газа по падению давления

Он основан на связи количества извлекаемого газа с величиной падения давления в процессе разработки газовой залежи. Если на первую дату подсчета в начале разработки залежи добыто Q_1 объемов газа, при этом давление в залежи составило P_1 , а на вторую, более позднюю дату, отобрано Q_2 объемов газа и давление поднялось до P_2 , то добыча газа за этот период (от первого до второго подсчета) на единицу падения давления составит:

$$Q = (Q_2 - Q_1)/(P_1 - P_2).$$

Исходя из того, что и в дальнейшем при падении пластового давления в залежи до некоторой его конечной величины будут добываться одинаковые количества газа на единицу падения давления, получают следующую формулу для подсчета запасов газа:

$$Q_{Г} = \frac{(Q_2 - Q_1)(P_2 a_2 - P_1 a_1)}{P_1 a_1 - P_2 a_2},$$

где $Q_{Г}$ – промышленные запасы газа на дату, когда уже было отобрано газа Q_2 , м³.

Для залежей с водонапорным режимом метод по падению давления не применим, так как при подсчете запасов газа этим методом предполагается, что первоначальный объем пор пласта, занятый газом, не меняется в процессе эксплуатации. При газо-водонапорном режиме в формулу необходимо вводить по-

правку на количество газа, вытесненного за определенный период времени напором воды (Q'). Тогда формула для подсчета запасов примет следующий вид:

$$Q_{\Gamma} = \frac{(Q_2 - Q_1 - Q')P_2 a_2}{P_1 a_1 - P_2 a_2}.$$

Остаточное давление в этом случае учитывать нет необходимости.

Если количество газа, вытесненного напором воды, определить невозможно, запасы газа следует подсчитывать объемным методом.

Если месторождение конденсатное, то после определения запасов газа подсчитывают запасы конденсата:

$$Q_K - Q_{\Gamma} P,$$

где P – потенциальное содержание конденсата.

11.3.3 Подсчет запасов газа, растворенного в нефти

Балансовые запасы газа, растворенного в нефти, рассчитывают по формуле:

$$Q_{г.бал} = Q_{н.бал} r_0,$$

где $Q_{г.бал}$ и $Q_{н.бал}$ – балансовые запасы газа, м³, и нефти, т;

r_0 – содержание газа в нефти при начальном пластовом давлении, м³/т.

Величина извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, зависит от режима работы нефтегазоносных пластов. При водонапорном режиме газовый фактор в процессе эксплуатации залежи мало изменяется во времени, и извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, подсчитывают по упрощенной формуле:

$$Q_{г.изв} = Q_{н.изв} r,$$

где r – газовый фактор, м³/т, замеренный на поверхности при давлении 0,1 МПа;

$Q_{н.изв}$ – извлекаемые запасы нефти, т;

$Q_{г.изв}$ – извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, м³.

ГЛАВА 12. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЦИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА К РАЗРАБОТКЕ

Разработкой нефтяной (газовой) залежи или эксплуатационного объекта называют совокупность технологических операций, обеспечивающих извлечение из продуктивных пластов путем управления процессом движения жидкостей или газа по пласту-коллектору к забоям добывающих скважин при использовании естественной энергии залежи или искусственном воздействии на нее.

Собственно под системой разработки залежи (объекта) понимается совокупность добывающих и нагнетательных скважин, определенным образом расположенных на площади залежи, средств подъема флюидов, а также закачки энергоносителей (вытесняющего агента), нагнетаемых в продуктивные пласты эксплуатационного объекта.

Система разработки конкретной залежи (месторождения) оказывается тем более эффективной, чем полнее она учитывает особенности ее геологического строения. Поэтому геологическому обоснованию выбора наиболее эффективной для данных геолого-физических условий системы разработки должно отводиться первостепенное внимание.

Геологическое и технико-экономическое обоснование эффективных систем разработки для конкретных залежей и месторождений осуществляется при проектировании их разработки на основании информации, полученной при разведке и пробной эксплуатации.

Периодом промышленной разведки считается период с момента первого промышленного притока нефти (газа) на месторождении до его ввода в разработку. Под промышленной разведкой следует понимать систему размещения и бурения определенного количества разведочных скважин и проведение в них утвержденного комплекса геологических, геофизических, гидродинамических, промысловых исследований с целью получения данных, необходимых для подсчета запасов и составления проектных документов на разработку.

В результате разведочных работ по каждому нефтяному месторождению должны быть установлены: размеры и форма залежей (положение контуров нефтегазоносности, тектонических нарушений и их амплитуд, границ выклинивания, замещения, несогласного залегания слоев); гипсометрическое положение нефте(газо)-водяных контактов; закономерности изменения литологических и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, эффективной нефте(газо)насыщенной мощности и других видов геологической неоднородности; критерии оценки про-

дуктивности пластов, нижние пределы коллекторских свойств; дебиты нефти, газа и воды, величины начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, газовых факторов, коэффициенты продуктивности скважин и их изменения по площади залежи; свойства и состав нефти, газа и воды в пластовых условиях; гидрогеологические условия – гидродинамическая связь залежи с законтурной областью, отдельных пластов и тектонических блоков; природный режим залежи; запасы нефти, растворенного и свободного газа, конденсата и сопутствующих полезных компонентов; условия для эффективной разработки залежи.

Для ускоренного ввода месторождений в разработку принят принцип двухстадийного проектирования. На первой стадии разработки составляется технологическая схема разработки (ТСР) для нефтяной залежи или опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) для газовой залежи по результатам поисково-разведочных работ и опытной эксплуатации скважин. В некоторых случаях для крупных месторождений принимают план пробной эксплуатации, а в начальной стадии подготавливают принципиальную схему разработки.

Исходной первичной информацией для составления ТСР служат данные разведки, подсчета запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, действующие нормативы.

После разбуривания залежи на основе составленной ТСР или проекта ОПЭ и учета выявленных геолого-промысловых особенностей переходят ко второй стадии проектирования разработки – составлению проекта разработки.

Технологические схемы и проекты разработки являются основными документами, по которым нефтедобывающие предприятия осуществляют весь комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю процесса разработки, обеспечению безопасности населения, охране недр и других объектов окружающей природной среды. Они служат основой для составления планов по добыче нефти и газа, планирования объемов буровых работ и капиталовложений.

Технологические схемы разработки составляют на начальные балансовые запасы нефти и газа категорий C_1 и C_2 . Проекты разработки составляют на запасы категории В.

В проектных документах на разработку обосновываются: выделение эксплуатационных объектов; порядок ввода объектов в разработку; выбор способов и объектов воздействия на пласты; системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин; способы и режимы эксплуатации скважин; уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа, жидкости из пластов,

закачки в них вытесняющих агентов; вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки с заводнением и другими методами воздействия; выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования; требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ; методам вскрытия пластов и освоения скважин; требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин и к системам поддержания пластового давления; мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки; комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин; специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, технике безопасности; объемы и виды работ по доразведке месторождения; вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технологических решений.

В каждом проектом документе составляется несколько вариантов разработки месторождения, различающихся очередностью ввода в разработку и темпами разбуривания месторождения. Варианты могут различаться выбором эксплуатационных объектов, самостоятельных площадей (блоков) разработки, способами и агентами воздействия на пласт, системами размещения и плотностями сеток скважин, режимами и способами их эксплуатации, уровнями и продолжительностью периода стабильной добычи.

Во всех расчетных вариантах предусматривается резервный фонд скважин, предназначенный для разработки отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, не вовлеченных в разработку скважинами основного фонда. Число резервных скважин принимается в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов и плотности сетки скважин основного фонда, а их число может составлять в технологических схемах до 25% и в проектах разработки – до 10% от основного фонда.

Технологические показатели расчетных вариантов прогнозируются с использованием современных физически содержательных математических моделей продуктивных пластов и процессов их разработки.

Экономические показатели вариантов разработки определяются и выбираются в соответствии с действующими в отрасли методиками экономической оценки путем сопоставления технико-экономических показателей расчетных вариантов.

ГЛАВА 13. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Системы разработки эксплуатационных объектов подразделяются на разрабатываемые без поддержания пластового давления и с поддержанием пластового давления.

Системы разработки без поддержания пластового давления достаточно эффективны для разработки объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) водонапорным режимом при естественном напоре краевых и подошвенных вод; б) высокими значениями коллекторских свойств, гидропроводности, подвижности; в) низкой вязкостью в пластовых условиях; г) высокой пьезопроводностью пласта; д) отсутствием фациальных замещений пласта; е) отсутствием тектонических нарушений; ж) высокой гидродинамической связью между нефтяной и законтурной частями залежи; з) шириной залежи не более 4-5 км.

Фронт продвигающейся краевой воды в однородном пласте перемещается параллельно внешнему контуру нефтеносности. В этом случае добывающие скважины планируется размещать рядами параллельно внешнему контуру нефтеносности. Число рядов должно быть нечетным для обеспечения возможности извлечения нефти из центральной части залежи через стягивающий ряд (рис. 17).

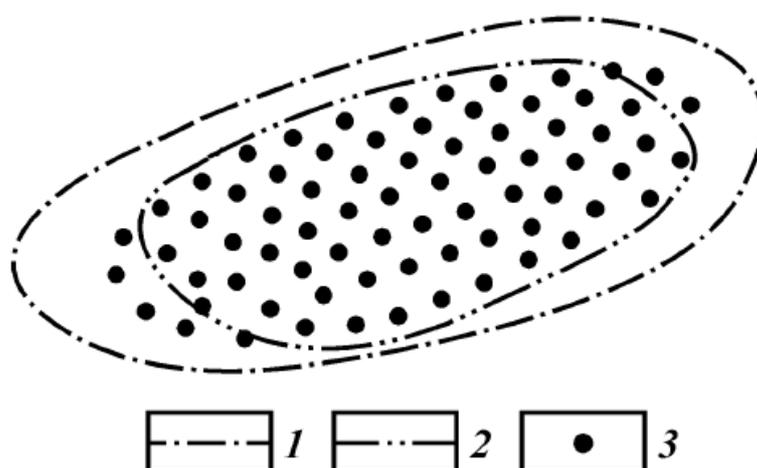


Рисунок 17 – Система разработки нефтяной залежи с использованием напора краевых вод

*Контурсы нефтеносности: 1 – внешний; 2 – внутренний;
3 – добывающие скважины*

Применяемые системы разработки с поддержанием пластового давления, целесообразные для определенных геологических условий, представлены на рис. 18.

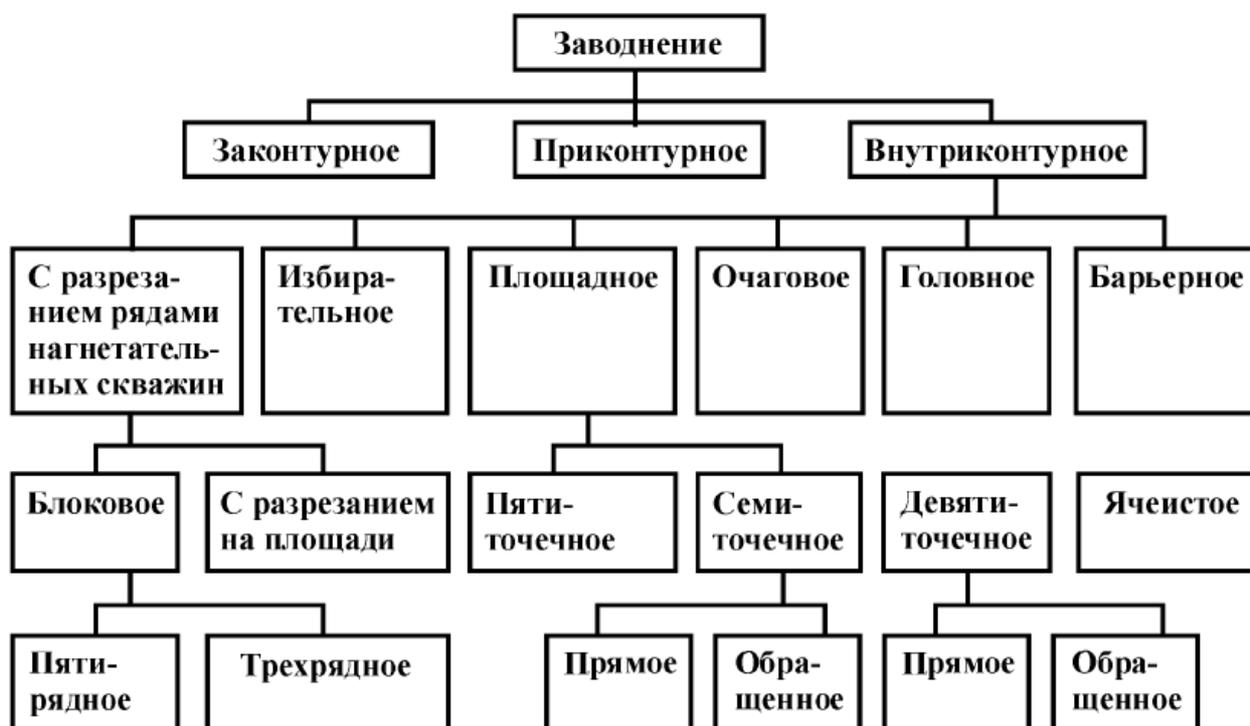


Рисунок 18 – Разновидности нефтяных объектов разработки метода заводнения

Выбор вида заводнения определяется типом залежи, размерами залежи и её водонефтяной зоны, вязкостью пластовой нефти, типом породы-коллектора и её проницаемостью, степенью неоднородности пластов, строением залежи в зоне водонефтяного контакта, наличием дизъюнктивных нарушений и др.

13.1 Законтурное заводнение

При этой разновидности заводнения вода нагнетается в законтурную водоносную часть продуктивного пласта (рис. 19). Механизм вытеснения нефти из пласта водой той же, что при природном водонапорном режиме. Метод применим для разработки нефтяных и газонефтяных объектов. Он достаточно эффективен при небольшой ширине залежей (до 5-6 км), малой относительной вязкости пластовой нефти (до 2-3), высокой проницаемости коллектора (0,4-0,5 мкм² и более), сравнительно однородном строении продуктивного пласта, хорошей сообщаемости залежи с законтурной областью. Применение этого вида заводнения позволяет добиваться высокой нефтеотдачи (до 60%, иногда и выше).

Для разработки нефтяной части нефтегазовой залежи законтурное заводнение может быть применено как в сочетании с использованием энергии свободного газа, так и при обеспечении неподвижности ГНК путем регулирования отбора газа из газовой шапки.

При этом виде заводнения на одну нагнетательную скважину обычно приходится 4-5 добывающих скважин. В целом законтурное заводнение в настоящее время применяется ограничено, поскольку залежи с указанной характеристикой встречаются редко.

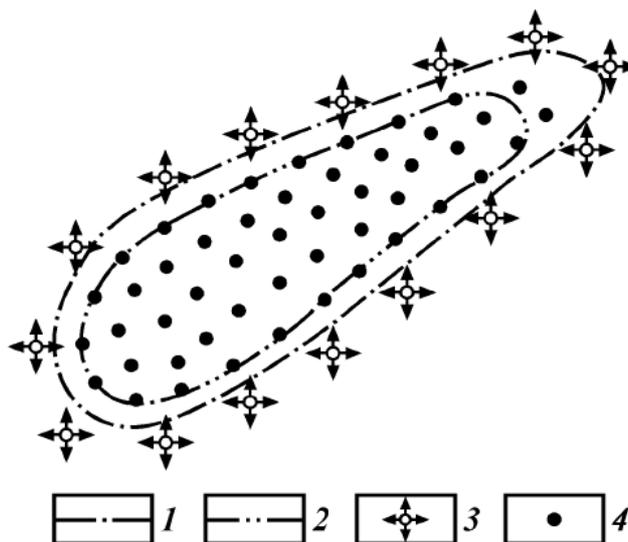


Рисунок 19 – Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением

*Контуры нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний;
скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие*

13.2 Приконтурное заводнение

Его применяют с учетом в основном тех же факторов, что и при законтурном заводнении. Однако в этом случае вследствие образования различных экранов может быть значительно ослаблена гидродинамическая связь между нефтяной и законтурной частями залежи. Эксплуатационные скважины в этом случае располагают так же, как и при законтурном заводнении, параллельно контурам нефтеносности (рис. 20). Нагнетательные скважины проектируют в пределах нефтяной части залежи на минимальном расстоянии от внешнего контура нефтеносности.

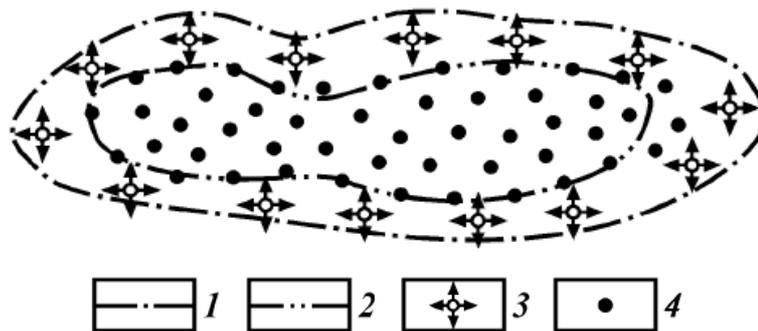


Рисунок 20 – Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением

Контурсы нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний;
скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

13.3 Внутриконтурное заводнение

Осевое заводнение применяют в пределах эксплуатационных объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) шириной объектов эксплуатации (залежей) более 4-5 км (рис. 21, а); б) низкими фильтрационными характеристиками пласта; в) закономерным ухудшением коллекторских свойств объектов от сводовых частей залежи к периферии; г) низкой вязкостью нефти.

В случае хорошей гидродинамической связи между законтурной и нефтяной частями залежи и примерно одинакового соотношения вязкости нефти и закачиваемой воды осевое заводнение применяют в комплексе с законтурным.

Нагнетательные скважины при осевом заводнении размещают вдоль оси структуры, а добывающие – рядами параллельно разрезающему ряду и внешнему контуру нефтеносности. Расстояние между линией нагнетания и первым эксплуатационным рядом обычно принимают равным расстоянию между рядами добывающих скважин. Для объектов с низкой геологической неоднородностью и высокими значениями подвижности это расстояние увеличивают в 1,2-1,5 раза.

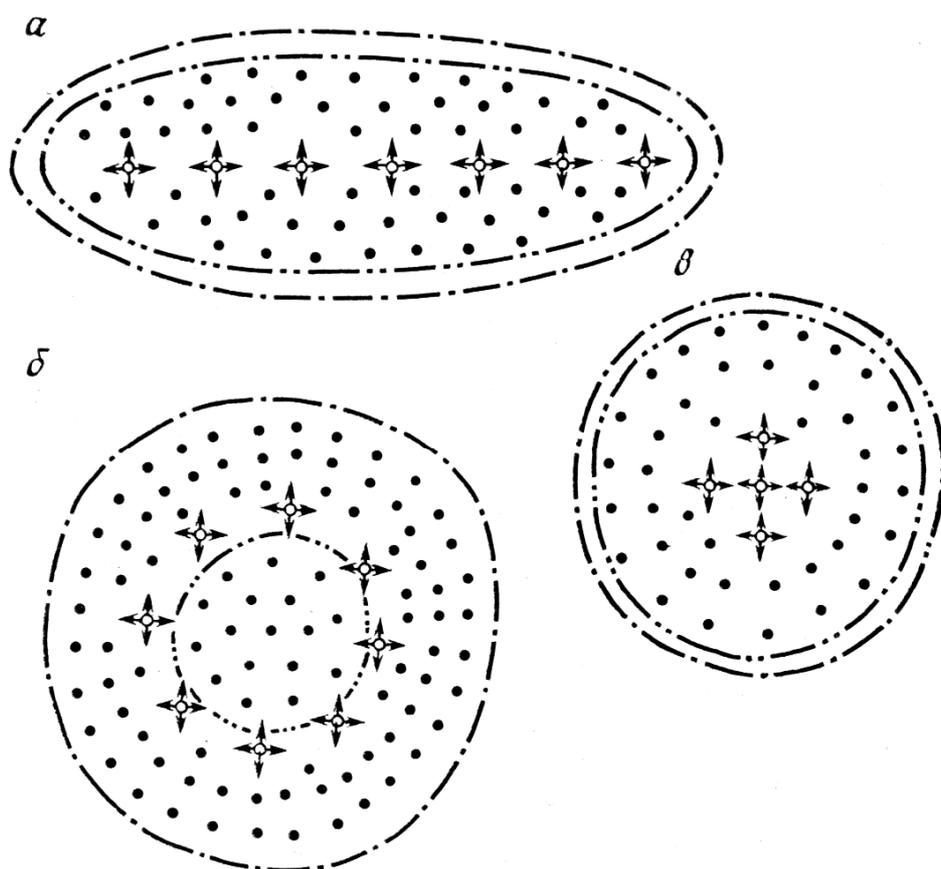


Рисунок 21 – Система разработки нефтяных залежей со сводовым заводнением

Заводнение: а – осевое; б – кольцевое; в – центральное

Кольцевое заводнение следует применять на тех эксплуатационных объектах, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) изометричной овальной формой; б) большими размерами залежей; в) небольшой расчлененностью; г) малой вязкостью нефти; д) незначительной фациальной изменчивостью.

Нагнетательные скважины размещают по кольцу, максимальная эффективность которого достигается при расстоянии 0,4 радиуса залежи; в законтурной области они располагаются параллельно внешнему контуру нефтеносности (рис. 21, б). Добывающие скважины размещают параллельно внешнему контуру и кольцевому ряду нагнетательных скважин.

Центральное заводнение применяют в пределах эксплуатационных объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) небольшими размерами залежей (1-3 км) изометрической формы; б) закономерным ухудшением фильтрационных характеристик от сводовой к

периферийным частям залежи; в) сравнительно однородным строением, не большими фациальными замещениями; г) малой вязкостью нефти.

В центральной части залежи намечают от 3 до 7 нагнетательных скважин вдоль окружности радиусом 250-300 м. Добывающие скважины располагают концентрическими рядами параллельно внешнему контуру нефтеносности в пределах как чисто нефтяной, так и водоносной зон (рис. 21, в).

Разрезание залежей (эксплуатационных объектов) на отдельные блоки рядами нагнетательных скважин применяют для объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) значительными размерами; б) высокой геологической неоднородностью и значительной фациальной изменчивостью пород; в) низкими коллекторскими и фильтрационными свойствами; г) повышенной и высокой вязкостью нефти; д) высокой расчлененностью; е) низкой песчанистостью; ж) низкой гидропроводностью.

В этом случае площадь эксплуатационного объекта разрезают рядами нагнетательных скважин на отдельные полосы шириной 3-5 км. Направление линий разрезания выбирают вкрест преимущественного простирания зон коллекторов с различной проницаемостью (рис. 22). Добывающие скважины располагают рядами, параллельными нагнетательным скважинам. Число рядов в каждом блоке должно быть нечетным. В настоящее время более часто применяют трехрядные системы расположения добывающих скважин, обеспечивающие наиболее интенсивный отбор из эксплуатационных объектов. Пятирядные системы разработки при ширине 4-5 км рекомендуются преимущественно при значениях подвижности более $0,1 \text{ мкм}^2/(\text{МПа}\cdot\text{с})$. Для залежей с меньшей подвижностью следует применять более интенсивные системы с меньшим числом рядов добывающих скважин и более узкими по ширине блоками (полосами) разработки.

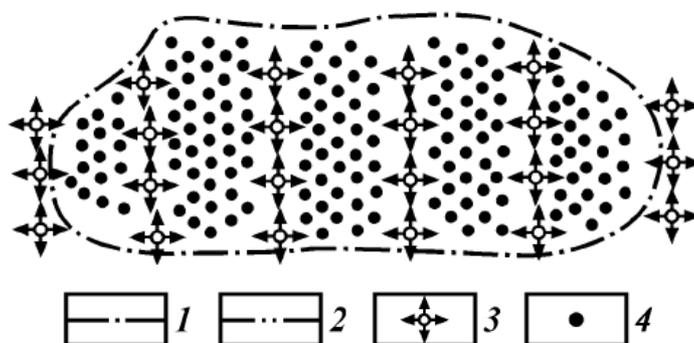


Рисунок 22 – Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением
Контур нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний; скважины:

3 – нагнетательные, 4 – добывающие

Система разработки с разрезанием эксплуатационных объектов на блоки имеет следующие преимущества перед системами с законтурным и приконтурным заводнением: а) значительно улучшаются показатели разработки неоднородных объектов; б) в разработку можно вводить с опережением любые блоки залежей, особенно те, которые содержат большие запасы нефти и характеризуются высокими дебитами скважин; в) форма блоков может максимально отобразить геолого-промысловые особенности залежей; г) в необходимых случаях ее можно использовать как в сочетании с законтурным, так и с приконтурным заводнением; д) позволяют наиболее эффективно контролировать и регулировать разработку.

Системы разработки с площадным заводнением применяют на тех эксплуатационных объектах, которые отличаются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) значительной толщиной пластов; б) сравнительно однородным строением пластов-коллекторов; в) низкими значениями вязкости нефти; г) довольно низкими фильтрационными характеристиками пласта.

При системах с площадным заводнением нагнетательные скважины чередуют с добывающими, выдерживая между ними определенное расстояние. При этом применяются следующие варианты их размещения: а) линейная система скважин, при которой ряды нагнетательных скважин чередуют с добывающими, размещая в шахматном порядке (рис. 23, а); б) пятиточечная система, при которой нагнетательные скважины размещают в вершинах квадрата, а добывающую – в его центре (рис. 23, б); в) семиточечная система выбирается в зависимости от подвижности нефти, причем нагнетательные скважины располагают в углах правильного шестиугольника, а добывающую – в его центре (рис. 23, в); г) девятиточечные системы применяют в зависимости от неоднородности залежи и фильтрационной характеристики, нагнетательные скважины находятся как в вершинах квадратов, так и посередине его сторон, а добывающая – в его центре (рис. 23, г); д) четырёхточечная система, при которой нагнетательные скважины размещают в вершинах треугольника, а добывающие – в центре (рис. 23, д).

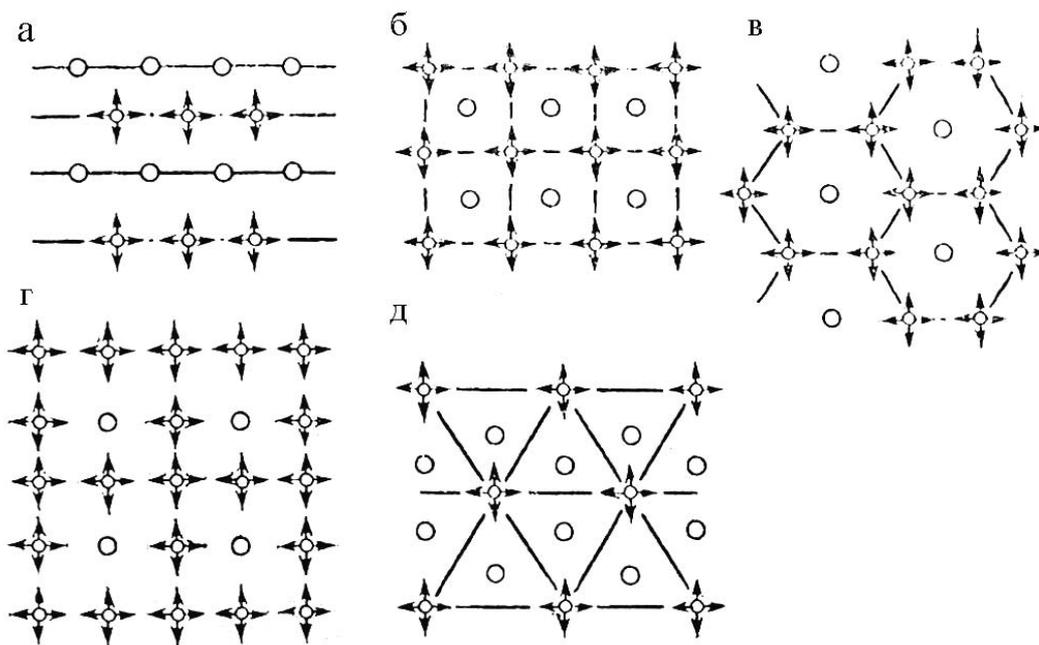


Рисунок 23 – Системы разработки с площадным заводнением
*а – линейная, б – пятиточечная, в – семиточечная, г – девятиточечная,
 д – четырёхточечная*

Системы разработки с избирательным заводнением. Их следует рекомендовать для тех эксплуатационных объектов, которые характеризуются следующими особенностями: а) значительной неоднородностью залежей, линзовидным строением и значительной прерывистостью; б) довольно резким изменением коллекторских свойств; в) изменением фильтрационных параметров пласта; г) резким изменением эффективной толщины пласта; д) значительной расчлененностью.

В целом описываемый вид заводнения является разновидностью площадного заводнения (рис. 24). При этом эксплуатационный объект разбуривают по равномерной треугольной или квадратной сетке. В качестве нагнетательных выбирают скважины, в которых фиксируются максимальная толщина пласта, наилучшая фильтрационная характеристика, максимальное число проницаемых пропластков и их связь с аналогичными прослоями в добывающих скважинах (обеспечивается максимальный охват заводнением по площади залежи). При такой системе разработки число нагнетательных скважин значительно сокращается по сравнению с их числом при площадном заводнении.

В целом для внутриконтурного заводнения и его разновидностей, вследствие низкой продуктивности залежей и особенностей процесса разработки, коэффициент извлечения нефти, как правило, не превышает 0,45-0,50.

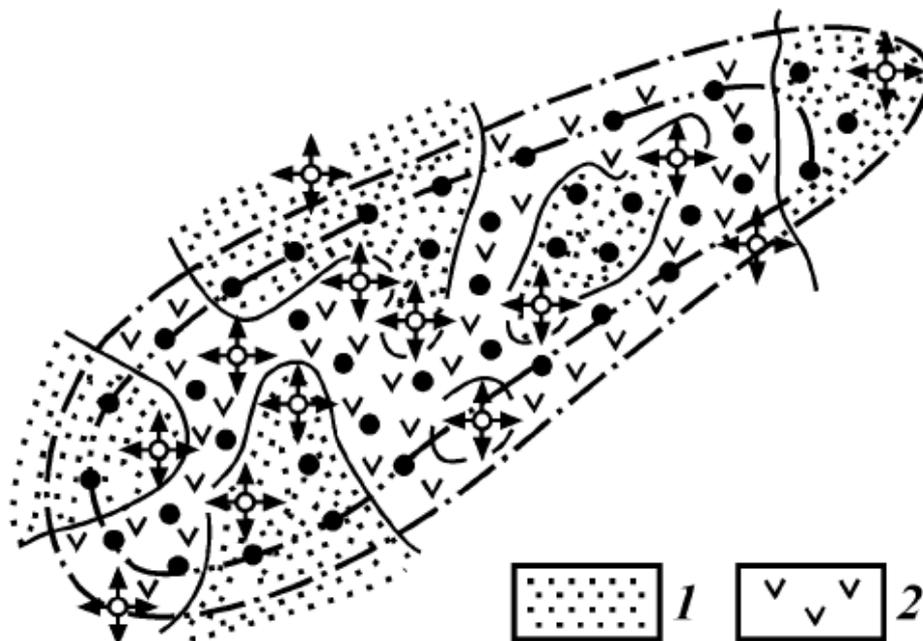


Рисунок 24 – Система разработки с избирательным заводнением
 Зоны пласта с проницаемостью: 1 – высокой, 2 – низкой

Системы разработки с очаговым заводнением рекомендуются на эксплуатационных объектах, где уже была внедрена та или иная система разработки, которая на отдельных участках не оправдала себя ввиду несоответствия геолого-промысловым особенностям залежи. Очаговое заводнение в этом случае дополняет принятую систему разработки и улучшает выработку запасов.

ГЛАВА 14. НОВЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

К новым методам воздействия на пласт обычно относят все методы, отличающиеся от традиционного заводнения [1, 5]. Применение новых методов предусматривает увеличение коэффициентов извлечения нефти по сравнению с их величиной при использовании природного режима залежей и заводнения.

Новые методы разработки по виду применяемого процесса можно подразделить на следующие группы:

а) физико-химические методы – вытеснение нефти водными растворами химических реагентов (полимеров, поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей), мицеллярными растворами и др.;

б) теплофизические методы – нагнетание в пласты теплоносителей – горячей воды или пара;

в) термохимические методы – применение процессов внутрипластового горения нефти – «сухого», влажного или сверхвлажного, в том числе с участием щелочей, оксидата и др.;

г) методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами – растворителями, углеводородными газами под высоким давлением.

В отличие от заводнения, каждый из новых методов может быть эффективно применен лишь в определенных геолого-физических условиях.

Физико-химические методы основаны на вытеснении нефти водными растворами различных химических реагентов, улучшающих или изменяющих в необходимых направлениях вытесняющие свойства воды. Сюда относятся водорастворимые поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры, кислоты, щелочи, а также мицеллярные растворы и др. Их действие основано на снижении межфазного натяжения между нефтью и водой (ПАВ, щелочи) или устранении капиллярных сил в заводненном пласте (мицеллярные растворы), приводящем к увеличению коэффициента заводнения, или уменьшению различия в вязкостях нефти и вытесняющей ее воды (полимеры), обеспечивающем повышение коэффициента заводнения.

Теплофизические методы основаны на закачке в пласт теплоносителей – пара или горячей воды. Вытеснение нефти паром – наиболее распространенный метод увеличения нефтеотдачи пластов. Он основан на том, что пар (обладающий теплоемкостью, в 3-3,5 раза превышающей теплоемкость горячей воды при 230⁰С) вносит в пласт значительное количество тепловой энергии. Эта энергия обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, дистилляции нефти

в зоне пара, гидрофилизации породы-коллектора вследствие расплавления и удаления со стенок скважины смол и асфальтенов и др. В результате повышается как коэффициент вытеснения, так и охват процессом разработки.

Термохимические методы повышения нефтеотдачи связаны с различного рода процессами внутрипластового горения нефти – сухого, влажного и сверхвлажного, в том числе с участием щелочей, оксидата и т.п. Эти методы основаны на способности пластовой нефти вступать в реакцию с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающуюся выделением большого количества тепла (внутрипластовым горением). Таким образом, методы предусматривают генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путем инициирования процесса горения у забоя нагнетательных скважин и перемещения зоны (фронта) горения по пласту. Применяют прямоточное сухое и прямоточное влажное или сверхвлажное горение.

При прямоточном сухом горении на забое воздушнонагнетательной скважины поджигается нефть и зона горения перемещается нагнетаемым воздухом по направлению к добывающим скважинам. Однако вследствие низкой теплопроводности воздуха, по сравнению с теплопроводностью пород пласта, фронт нагревания породы отстает от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемого в пласте тепла (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы.

При прямоточном влажном горении в пласт нагнетают в определенном соотношении воздух и воду. Вода, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева с насыщенным паром и сконденсированной горячей водой. Следовательно, при влажном горении механизм повышения нефтегазоизвлечения достигается как за счет факторов, свойственных процессу вытеснения нефти паром, так и за счет дополнительных факторов, свойственных собственно процессу горения – вытеснения нефти водогазовыми смесями, образующимися углекислым газом, поверхностно-активными веществами и др.

К группе смешивающегося вытеснения относят вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами – углеводородными газами: сжиженным нефтяным газом (преимущественно пропаном), сжиженным обогащенным газом (метаном со значительным количеством C_2-C_6), сухим газом высокого давления (в основном метаном) и сжиженным неуглеводородным газом – углекислым газом или двуокисью углерода.

При смешивающемся вытеснении с применением углекислого газа механизм вытеснения в значительной мере определяется состоянием двуокиси углерода в пласте. Двуокись углерода может находиться в пласте в жидком состоянии только при температуре ниже 32⁰С. В этом случае процесс вытеснения нефти жидкой двуокисью углерода характеризуется высокой степенью их взаимной растворимости. При растворении жидкой двуокиси углерода в нефти существенно увеличивается объем нефти, уменьшается ее вязкость и снижается проявление капиллярных сил. Так, объем нефти при растворении в ней СО₂ увеличивается в 1,5-1,7 раза, что вносит особенно большой вклад в повышение нефтеизвлечения при разработке залежей маловязкой нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной эффект достигается в результате увеличения коэффициентов вытеснения и заводнения вследствие уменьшения вязкости нефти. Причем вязкость нефти при смешивающемся вытеснении с СО₂ снижается тем сильнее, чем выше ее начальное значение.

Горизонтальные скважины (ГС). Одним из наиболее перспективных направлений в области разработки нефтяных месторождений, вовлечения в промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти с совершенствующимися физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи, несомненно, являются горизонтальные технологии бурения и добычи природных углеводородов.

Речь идёт о бурении горизонтальных скважин с условно-вертикальной верхней частью ствола, участком интенсивного набора кривизны и собственно горизонтальным участком, проводимым в толще продуктивного горизонта с той или иной степенью искривления от горизонтали. Разновидностью данной области «горизонтальных технологий» являются вновь строящиеся многозабойные (многоствольные) скважины.

В последние годы набирает темпы и достаточно хорошо используется и другой подход, связанный с невозможностью или неэффективностью эксплуатации уже пробуренного «старого» фонда скважин без изменения конфигурации их ствола. Это может быть связано как со снижением добывных возможностей скважины (снижение притока нефти вследствие выработки запасов, обводнения продукции или непоправимого ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта), так и с техническими причинами (произошедшей аварией внутрискважинного оборудования или потерей крепи скважины – герметичности).

Проведенные исследования различных вариантов разработки залежи по схеме расположения скважин показывают, что наиболее оптимальным является вариант вскрытия пласта, при котором горизонтальные стволы добывающих

скважин расположены под углом 120° друг к другу и направлены к границе участка. Следует отметить, что бурение горизонтальных стволов, направленных в сторону нагнетательных скважин, неэффективно. В этом случае происходит более быстрое обводнение продукции добывающей скважины из-за прорыва воды по главной линии тока.

Главным преимуществом горизонтально-направленных скважин является достижение высоких технологических показателей за счет разуплотнения сетки скважин. Опытно-промышленные работы показали, что при уменьшении количества скважин удалось не только сохранить, но и увеличить темпы отбора по сравнению с вертикальным вариантом. Таким образом, за счет разуплотнения можно снизить общее количество скважин более чем в 2,3 раза, т.е. снизить капитальные вложения в 1,8 раза, при этом увеличив как конечный коэффициент нефтеизвлечения, так и темпы разработки.

Несмотря на ряд преимуществ применения горизонтальных технологий, фактическая эффективность их значительно ниже теоретически возможной. Не всегда оправдываются ожидания по дебитам, в некоторых случаях происходит быстрое обводнение продукции скважин. Причинами недостаточной эффективности горизонтальных скважин, возможно, являются особые условия вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом, т. е. длительное время воздействия промывочной жидкости на пласт и различных химреагентов на призабойную зону пласта, неоднородность геологического строения пласта-коллектора, несовершенство методов определения гипсометрического положения точки входа в продуктивный пласт и другие факторы.

На нынешнем этапе начала истощения на земле нефти и газа и быстрого роста их стоимости особую ценность приобретают технологии, которые позволяют с малыми затратами увеличить их добычу на уже эксплуатируемых месторождениях. Однако применяемые в настоящее время технологии как правило не достигают этой цели.

Здесь прежде всего подразумеваются технологии массивированного воздействия на залежь в виде различных модификаций поддержаний пластового давления (ППД) и вытеснения нефти различными жидкими или газообразными реагентами. Эти методы вначале безусловно приводят к определенному повышению добычи нефти. Однако стоимость их очень высока, осуществление растягивается на долгое время, что, в свою очередь, приводит за этот период к естественному новому изменению параметров пласта и флюидов, требующих дополнительной корректировки проекта и финансирования. Важнейшее обстоятельство – конечный технологический результат оказывается не достигнутым из-за того, что закачиваемые

реагенты продвигаются главным образом по фронту наиболее проницаемых зон пласта, лишь частично вовлекая в эксплуатацию менее проницаемые зоны. Как итог – экономическая составляющая, т.е. дополнительная добыча нефти на вложенный рубль весьма и весьма низка.

Другая группа так называемых вторичных методов увеличения добычи нефти применяется непосредственно на отдельных скважинах с падающей добычей, растущей обводненностью или увеличением газового фактора (ГФ). Как правило, такие скважины оборудуются достаточно дорогостоящими вспомогательными устройствами – газлифтом или насосами – и продолжают еще какое-то время форсированно добывать нефть, усугубляя при этом коллекторские свойства призабойной и дренируемой зон пласта за счет активного снижения забойного давления и подтягивания газового и/или водяного конусов. В итоге наблюдаются все снижающийся дебит и значительные энергетические затраты, а расчетный коэффициент нефтеотдачи дренируемой зоны пласта либо никогда не достигается, либо экономическая составляющая чрезвычайно низка.

СОРО-технология или Система Оптимизации Добычи Нефти (SORO-System Oil Recovery Optimization) [17]

В отличие от названных выше технологий и методов увеличения суточной добычи нефти и коэффициента нефтеотдачи, СОРО-технология относится к категории реабилитационных методов. Она снижает те негативные явления, которые развились в призабойной зоне пласта (ПЗП) и зоне его дренирования за счет определенного отклонения от режима добычи, восстанавливает коллекторские свойства пласта, что и ведет в итоге к росту суточной добычи и конечной нефтеотдачи.

Технология СОРО была разработана и запатентована американской фирмой. Её президент В. М. Шапошников был приглашен Ухтинским государственным техническим университетом для презентации, которая весьма успешно прошла в ноябре 2005 г. в УГТУ, «Печорнипинефти», а также в Усинске – «ЛУКОЙЛ», «Северная нефть» и «Енисей».

Суть технологии. СОРО-технология применяется прежде всего на нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях с газонапорным режимом, режимом газовой шапки или их комбинации с водонапорным режимом. На скважинах этих месторождений со временем, то ли в результате естественного снижения пластового давления, то ли при определенном нарушении технологического режима эксплуатации или добычи, начинают расти газовый фактор, газовый скин-эффект, водяной или газовый конуса. Относительная проницаемость по газу растет, а по нефти – падает. Все это и приводит к снижению продуктивности скважин.

Спектр применения. Разработанные к настоящему времени модели СОРО-технологии применяются в нефтяных или нефтегазоконденсатных скважинах:

- фонтанирующих, находящихся на зрелой стадии разработки, когда начинает заметно снижаться продуктивность скважин, растет газовый фактор и/или обводненность;

- газлифтных, т. е. оборудованных газлифтом после наступления стадии снижения добычи и роста газового фактора и/или обводненности.

Технические и программные средства технологии. Главным и единственным техническим средством СОРО-технологии являются запатентованные в США забойные устройства в виде многопараметрической трубки Вентурри или сопла Лавалья. По сути дела их прародителем был стандартный забойный штуцер, от которого их отличает современный высокоточный расчет формы и размеров применительно к каждой скважине индивидуально, полностью соответствующим новым параметрам системы пласт-скважина.

Программное обеспечение СОРО-технологии осуществляется, собственно, разработанным комплексом компьютерных программ, увязывающих в единую цепочку все процессы системы пласт-скважина и обладающих обратной связью. Комплекс программ СОРО-технологии является уникальным и не может быть скопирован, т.к. его оригинал хранится только в анналах создавшей его компании.

Практика применения и эффективность. СОРО-технология применялась в ряде стран с различными геологическими условиями, в основном на зрелой стадии разработки месторождений. На ранней стадии создания технологии она применялась в Западной Сибири, затем при дальнейшем совершенствовании – в различных штатах США (Тексас, Луизиана), в Венесуэле, Мексике, Узбекистане, на суше и на море.

Диапазон глубин скважин очень широк – от 2000 м до 5500 м. Суточный дебит скважин колебался от 1-2 до сотен тонн в сутки, обводненность – от 5 до 40-50%.

Применение СОРО-технологии позволило снизить обводненность на 40-50% и увеличить дебит нефти на величину от 10% до 60%, удерживая его от нескольких месяцев до 1-1,5 лет.

Необходимо упомянуть подготовленный командой СОРО оптимальный режим реабилитации скв. 100 известного месторождения Ю.-Кыртаель, который был сделан по просьбе компании «ЛУКОЙЛ-Коми». Здесь за 2 последних года эксплуатации (2004-2006) суточный дебит нефти снизился с 57 м³/сут. до 35 м³/сут., т.е. почти на 40%. Газовый фактор ГФ за тот же период вырос до 2440 м³/т, или почти в 3 раза больше, по сравнению с соседним Кыртаельским

месторождением. Иначе говоря, здесь по нашим оценкам, прорвался большой газовый конус со всеми вытекающими негативными последствиями вплоть до сваливания скважины полностью в газовый режим. Расчеты по программе СОРО на летний период 2006 года показали, что немедленное применение СОРО-технологии позволит в первые же 2 недели снизить ГФ на примерно 34%, а суточный дебит поднять на 10 м³/сут., или на 28,5%.

Важнейшим показателем высокой эффективности СОРО-технологии является то, что наряду с увеличением суточной добычи одновременно возрастает на 30-45% достигнутый коэффициент нефтеизвлечения.

Наряду с описанными выше технико-технологическими преимуществами СОРО-технологии важно, выделить ее экономическую составляющую, которая складывается из нескольких элементов:

- стоимость услуг СОРО по реабилитации каждой скважины конкурентна с любой современной технологией – как для скважинных, так и для площадных методов в пересчете на скважину;
- срок окупаемости каждой установки колеблется от 1-2 недель до 1-2 месяцев в зависимости от состояния скважины, пласта и режима эксплуатации;
- использование упомянутой мандрели в тандеме с ЗУ исключает необходимость проведения дорогостоящих и длительных спуско-подъемных операций с НКТ для крепления ЗУ;
- себестоимость добычи нефти с СОРО в связи с увеличением нефтеотдачи значительно сокращается, что чрезвычайно важно для экономики добывающего предприятия;
- увеличение коэффициента нефтеотдачи дренируемой зоны каждой скважины от достигнутой на величину до 30-45% может привести к достижению конечной нефтеотдачи ее до величины 50%, что практически в мире достигается чрезвычайно редко; при этом допускается полное исключение необходимости весьма дорогостоящего площадного заводнения, а также во многих случаях сгущение сетки добывающих скважин.

ГЛАВА 15. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ В РАЗРЕЗЕ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Эксплуатационным объектом следует называть один пласт или группу пластов, предназначенных для совместной (одновременной) разработки одной серией эксплуатационных скважин при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из пластов (объектов разработки). Эксплуатационный объект, в который объединяется несколько пластов одной залежи или несколько залежей различных продуктивных пластов, называется многопластовым эксплуатационным объектом.

Под объектом разработки понимают отдельный пласт или зональный интервал эксплуатационного объекта, по которому осуществляется контроль и регулирование разработки. Следовательно, эксплуатационный объект может состоять из нескольких объектов разработки.

Этаж разработки включает один или несколько эксплуатационных объектов.

Эксплуатационные объекты выделяют на основе комплексного учета пяти групп факторов: геолого-промысловых; технических; гидродинамических; технологических; экономических [1, 2].

Геолого-промысловые факторы: расчлененность продуктивного разреза месторождения на гидродинамически разобщенные или связанные между собой пласты и прослои; литологическая характеристика пластов и ее изменчивость; объем залежей, общая, эффективная и нефтегазонасыщенная мощности продуктивных пластов и их соотношение; коллекторские свойства пластов и их изменчивость по разрезу и площади распространения пластов; характеристика фильтрационных параметров пластов, установленных гидродинамическими методами исследований скважин; физико-химические свойства нефти, газа, воды; мощность промежуточных толщ между продуктивными пластами, толщина покрышек; положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности, соотношение площадей залежей в пределах внешних и внутренних контуров нефтеносности; запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения; начальные пластовые давления в залежах и их соотношение в пределах месторождения; гидрогеологическая характеристика и режим залежей.

При решении вопроса об объединении пластов для совместной эксплуатации в одной скважине основными качественными критериями являются: одинаковые физико-химические свойства нефтей; совпадение площадей залежей в

плане; близкие пластовые давления; одинаковые режимы залежей; одинаковый литологический состав коллекторов.

Технические факторы: способ и технические условия эксплуатации; оптимальный диаметр эксплуатационных колонн; оптимальный диаметр насосно-компрессорных труб; оценка возможности одновременно-раздельной эксплуатации; эффективность изоляции обводнившихся пластов; возможности использования приборов для контроля за состоянием выработки каждого пласта (дебитомеры, расходомеры, термометры, влагомеры и т. д.).

Гидродинамические факторы: расчетная годовая добыча нефти и ее динамика по каждому пласту в отдельности; расчетная продуктивность при совместной эксплуатации объединяемых в различной последовательности продуктивных пластов; динамика добычи нефти, жидкости, воды в целом по месторождению при различных вариантах объединения пластов в один эксплуатационный объект (рис. 25); расчетная динамика обводнения скважин, залежей и эксплуатационных объектов; продолжительность отдельных стадий разработки эксплуатационных объектов и в целом по месторождению; наличие оптимального уровня добычи нефти при различных вариантах объединения пластов в эксплуатационные объекты.

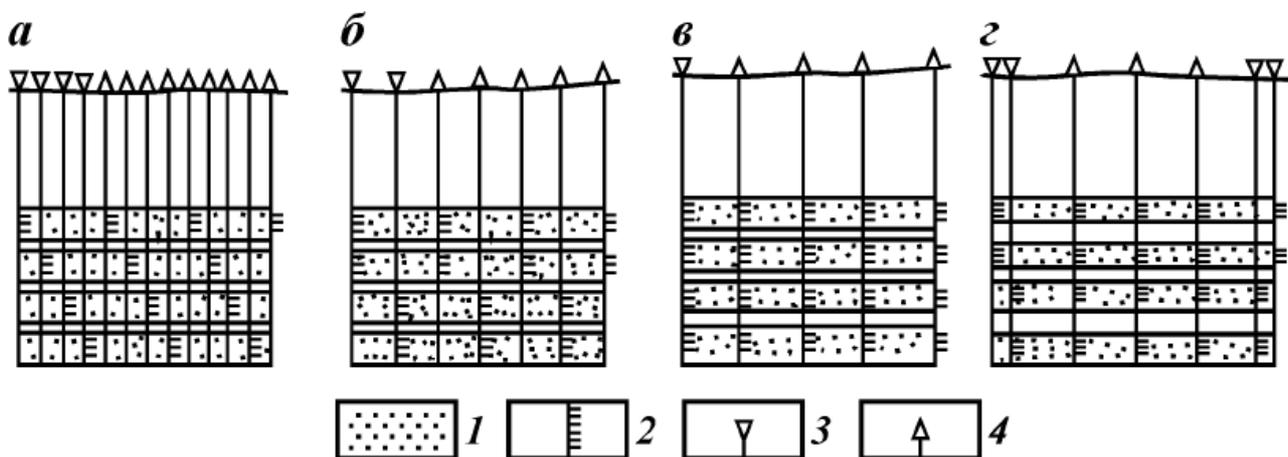


Рисунок 25 – Варианты выделения эксплуатационных объектов при наличии четырех продуктивных пластов

а – четыре однопластовых объекта; *б* – два двухпластовых объекта; *в* – один четырехпластовый объект; *г* – один четырехпластовый объект с раздельным нагнетанием воды в пласты. 1 – пласт-коллектор; 2 – интервал перфорации; скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

Технологические факторы: оптимизация сетки добывающих и нагнетательных скважин по каждому объекту эксплуатации при различных вариантах объединения пластов для совместной эксплуатации; степень соответствия метода поддержания пластового давления (законтурное, приконтурное, площадное, очаговое и другие виды заводнения) особенностям геолого-физического строения залежей; возможности контроля и регулирования разработки эксплуатационных объектов; возможность применения различных методов повышения нефтегазоотдачи при различных вариантах объединения пластов в эксплуатационные объекты.

Экономические факторы: расчетные капитальные затраты на бурение скважин и обустройство месторождения; расчетная себестоимость, удельные капитальные вложения, приведенные затраты, прибыли за основной срок (а затем и за весь срок) разработки.

ГЛАВА 16. СЕТКА СКВАЖИН НЕФТЯНОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА

Под сеткой скважин понимают сеть, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте.

В процессе проектирования разработки должна быть создана рациональная система размещения добывающих скважин, которая бы максимально отвечала геолого-промысловым особенностям изучаемого эксплуатационного объекта. По данным редкой сети разведочных скважин более или менее уверенно можно оценить лишь средние значения параметров эксплуатационного объекта. Особенности его геологической неоднородности, характер изменчивости фильтрационных и емкостных свойств остаются плохо изученными. Поэтому принято осуществлять двухэтапное разбуривание эксплуатационных объектов. На первом этапе бурят проектные скважины основного фонда, т.е. скважины, расположенные по площади объекта по строго геометрической сетке, форму которой определяют с учетом принимаемой разновидности метода воздействия на пласт, а плотность (густоту) – с учетом средних параметров объекта, полученных по данным разведки. На втором этапе последовательно бурят скважины резервного фонда, предусмотренные проектным документом и составляющие 20-50%, а иногда и более от скважин основного фонда. Места заложения резервных скважин устанавливают после бурения скважин основного фонда на основе большего объема геолого-промысловой информации, полученной при их бурении и эксплуатации.

Резервные скважины размещают на участках объекта, по геологическим или другим причинам не вовлеченных или недостаточно вовлеченных в разработку основным фондом скважин.

В результате бурения скважин в начале основного, а затем и резервного фонда на эксплуатационном объекте в конечном счете обычно создается неравномерная, с различными расстояниями между соседними скважинами, сетка, отвечающая характеру геологической неоднородности продуктивных пластов эксплуатационного объекта. Такие сетки наиболее эффективны и экономичны при разработке месторождений.

По характеру размещения скважин основного фонда различают сетки равномерные и равномерно-переменные (рядами). Равномерными называют сетки с одинаковым расстоянием между всеми скважинами (рис. 26). Их рекомендуют для залежей, скважины которых имеют ограниченный радиус действия из-за низкой проницаемости или высокой неоднородности продуктивных пластов, при

повышенной вязкости нефти, для обширных нефтяных или подгазовых зон. Равномерное размещение скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки. Равномерные сетки целесообразны также при использовании новых методов воздействия на пласт.

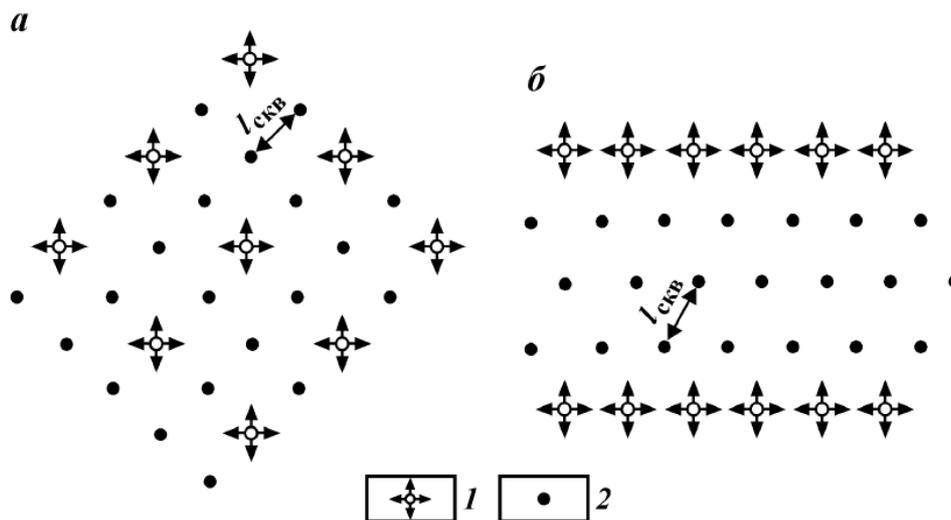


Рисунок 26 – Равномерная сетка скважин

Заводнение: а – площадное, б – с разрезанием залежи на блоки.

Скважины: 1 – нагнетательные, 2 – добывающие; $l_{скв}$ – расстояние между скважинами

Равномерные сетки делятся на квадратные и треугольные (рис. 27). Квадратные сетки на нефтяных месторождениях используются сравнительно редко. Основное условие их применения – резкая изменчивость коллекторских и фильтрационных свойств пласта, значительная его неоднородность. Применение квадратной сетки на таких месторождениях позволяет пробуренными добывающими скважинами проводить дальнейшее изучение залежи, ее неоднородности и на этой основе уплотнять сетку скважин, т.е. в конечном итоге переходить на треугольную.

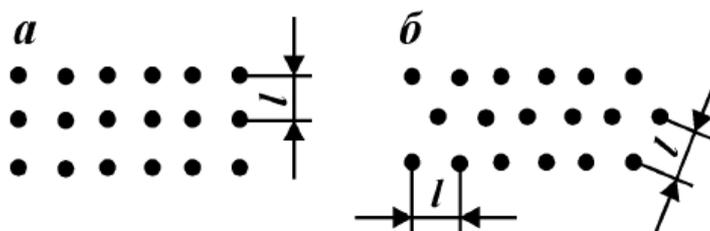


Рисунок 27 – Формы равномерных сеток скважин

Сетки скважин: а – квадратная, б – треугольная;

l – расстояние между скважинами

В настоящее время квадратные сетки широко применяют при разработке газовых залежей, что позволяет более равномерно дренировать залежь, обеспечить устойчивые дебиты газа и достичь максимальной газоотдачи.

Треугольные сетки при разработке нефтяных месторождений используют более широко. В этом случае площадь между скважинами дренируется более интенсивно, чем при квадратной сетке. Треугольная сетка может быть получена путем бурения дополнительных (резервных) скважин в центрах квадратов при разбурировании залежи на первом этапе по квадратной сетке.

Равномерно-переменными (рядными) называют сетки, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах (рис. 28). Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться расстоянию между рядами добывающих скважин или быть несколько больше его. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин.

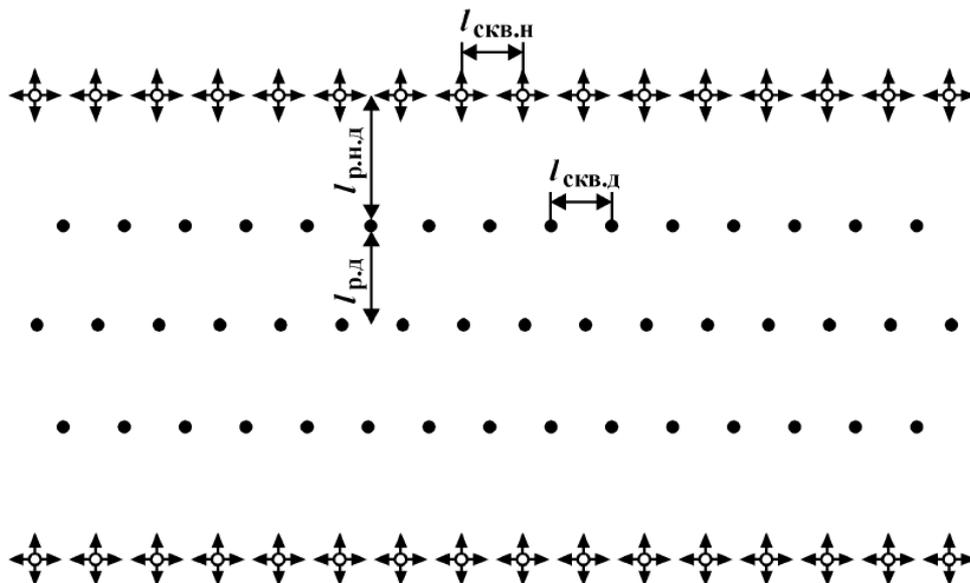


Рисунок 28 – Равномерно-переменная сетка скважин

Расстояния между скважинами: $l_{СКВ.Д}$ – добывающими,

$l_{СКВ.Н}$ – нагнетательными; $l_{Р.Н.Д}$ – расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин;

$l_{Р.Д}$ – расстояние между рядами добывающих скважин

В общем случае равномерно-переменные сетки при размещении добывающих и нагнетательных скважин параллельными рядами целесообразно применять на объектах с благоприятной геолого-промысловой характеристикой, обладающих сравнительно высокой продуктивностью. Расположение скважин рядами обычно называют линейным.

Отмеченные системы размещения добывающих скважин, кроме того, группируют по взаимному расположению рядов, по степени их уплотнения, по темпу ввода рядов в эксплуатацию, по порядку ввода скважин в эксплуатацию, по методу воздействия на пласт.

К важнейшим показателям сетки основного фонда относится ее плотность, которая характеризуется расстояниями (м) между скважинами и между рядами, а также удельной площадью S_{OCH} на одну скважину (га/скв). Часто пользуются таким показателем, как плотность сетки скважин в зоне разбуривания. Она определяется как отношение площади зоны отбора нефти к числу пробуренных в ее пределах добывающих скважин.

На основании опыта разработки нефтяных залежей установлено, что для обеспечения при вытеснении нефти водой достаточно высокого нефтеизвлечения на объектах с менее благоприятной геолого-промысловой характеристикой необходимо применять более плотные сетки основного фонда скважин, а впоследствии добуривать большее число резервных скважин.

Ориентировочно можно дать следующие рекомендации по выбору плотности основной сетки для разных геологических условий.

Сетки добывающих скважин плотностью 100-42 га/скв. (от 900×1000 м до 600×700 м) целесообразно применять на залежах с особо благоприятной геолого-физической характеристикой: с низким соотношением вязкостей пластовой нефти и вытесняющей воды (1-5), с проницаемостью коллекторов более 0,4 мкм², при сравнительно однородном строении эксплуатационного объекта. Сетки добывающих скважин плотностью 28-16 га/скв. (от 500×500 м до 400×400 м) следует применять на залежах нефти в геологически неоднородных пластах при соотношении вязкости нефти и воды (4-20) при средней проницаемости и повышенной неоднородности. Сетки плотностью менее 16 га/скв. (меньше 400×400 м) применяют на залежах с высокой степенью неоднородности продуктивных пластов или с их низкой проницаемостью, а также на залежах с высокой относительной вязкостью нефти и воды (более 25). Сетки плотностью менее 16 га/скв. рекомендуются при использовании новых методов повышения нефтеизвлечения.

Ниже приводятся основные показатели, характеризующие плотность фактической сетки скважин.

1. Средняя плотность сетки всего фонда пробуренных скважин на объекте разработки в целом:

$$S_{общ(\partial+n)} = S_{общ} / (N_{\partial} + N_n).$$

2. Средняя плотность сетки добывающих скважин на объекте в целом:

$$S_{общ.д} = S_{общ} / N_{д}.$$

3. Средняя плотность сетки всего фонда скважин в границах разбуривания объекта:

$$S_{з.р.(н+д)} = S_{з.р.} / (N_{д} + N_{н}).$$

4. Средняя плотность сетки добывающих скважин в зоне отбора:

$$S_{з.о.д} = S_{з.о.} / N_{д},$$

где $S_{общ}$ – площадь эксплуатационного объекта (залежи) в начальных его границах;

$S_{з.р.}$ – площадь в границах разбуривания объекта;

$S_{з.о.}$ – площадь зоны отбора;

$N_{д}$ – количество пробуренных добывающих скважин (основной фонд + резервные);

$N_{н}$ – количество пробуренных нагнетательных скважин (основной фонд + резервные).

Наряду с удельной площадью на одну скважину, сетку скважин характеризуют удельными извлекаемыми запасами на одну скважину:

$$Q_{д+н} = Q_{изв} / (N_{д} + N_{н}), \quad Q_{д} = Q_{изв} / N_{д},$$

где $Q_{д+н}$ и $Q_{д}$ – удельные запасы на одну скважину соответственно при учете всех добывающих и нагнетательных скважин и при учете лишь добывающих скважин;

$Q_{изв}$ – начальные извлекаемые запасы нефти эксплуатационного объекта.

Действующие в настоящее время на территории СНГ системы разработки с заводнением характеризуются широким диапазоном значений $Q_{д+н}$ – в основном в пределах 30-300 тыс. т на скважину. Этот показатель обычно тем больше, чем лучше фильтрационная характеристика объекта, позволяющая применять сетку скважин меньшей плотности.

ГЛАВА 17. ФОНД СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

17.1 Фонд скважин различного назначения

Фонд скважин на месторождении (эксплуатационном объекте) подразделяется на группы по разным признакам – по назначению, по очередности бурения, по способам эксплуатации, по состоянию на отчетную дату, по времени ввода в эксплуатацию и т.д.

Ниже приводится краткая характеристика фонда скважин с делением его на группы по основным признакам.

Скважины эксплуатационного объекта (месторождения, предприятия в целом) по своему назначению подразделяются на следующие группы: добывающие, нагнетательные, специальные, вспомогательные.

Добывающие скважины по большинству эксплуатационных объектов составляют наибольшую часть фонда скважин. Они предназначены для добычи нефти, газа и попутных компонентов.

Нагнетательные скважины предназначены для нагнетания в пласт различных агентов с целью обеспечения эффективной разработки залежи. В зависимости от нагнетаемого агента (воды, пара, газа и др.) нагнетательные скважины называют водонагнетательными, паронагнетательными, газонагнетательными и др.

Специальные скважины – их подразделяют на две группы – оценочные и контрольные скважины.

Оценочные скважины используются для оценки нефтегазоносности и других параметров пластов. Их бурят по особой технологии на разных этапах освоения и разработки месторождения с отбором керна из продуктивных пластов и проведением рационального комплекса геофизических исследований для оценки начальной, текущей и остаточной нефтегазоносности.

Контрольные скважины предназначены для контроля за процессами, протекающими в пластах при разработке залежей нефти и газа. В эту группу скважин входят *пьезометрические* и *наблюдательные* скважины.

Пьезометрические скважины служат для проведения наблюдений за изменением в них пластового давления путём регистрации уровня жидкости в стволе, непосредственного измерения пластового давления глубинным манометром или замера давления на устье. Пьезометрические скважины обычно располагаются за контуром нефтеносности, т.е. в водоносной части пласта; по данным о поведении пластового давления в них составляется характеристика законтурной области.

Наблюдательные скважины предназначены для наблюдения за характером вытеснения нефти из пластов – за перемещением ВНК, ГНК, ГВК, контакта нефти с нагнетаемыми в пласт агентами, за изменением нефтегазоводонасыщенности пластов. Эти скважины бурят в пределах залежи. В газовой промышленности наблюдательные скважины используют также для замеров пластового давления.

Наряду со специальными скважинами, для изучения процессов протекающих в пластах, широко используют *контрольно-эксплуатационные* скважины. Возможности включения таких скважин в сеть специальных скважин особенно широки при разработке многопластовых месторождений. Для использования в качестве контрольно-эксплуатационных скважин выбирают скважины добывающие и нагнетательные, в которых перфорирована только часть продуктивных пластов разреза. При этом каждая скважина выполняет роль контрольной для неперфорированных пластов и добывающей или нагнетательной – для перфорированных.

Фонд специальных скважин частично создается за счет их целенаправленного бурения, а частично – из числа скважин, которые уже выполняли поставленные ранее перед ними задачи.

Оценочные скважины и значительную часть наблюдательных бурят специально. Возможен и перевод специальных скважин из одной подгруппы в другую. Например, после фиксации нейтронными методами факта полного обводнения пластов в наблюдательной скважине в последней с целью проверки полученных результатов производят перфорацию исследуемых пластов и испытание их на приток. После подтверждения данных об обводненности пластов скважина может использоваться в качестве пьезометрической.

К числу вспомогательных скважин на месторождении относят *водозаборные* и *поглощающие* скважины.

Водозаборные – это скважины, предназначенные для отбора воды из водонапорного горизонта с целью нагнетания ее в продуктивные пласты и использования для других нужд при разработке месторождения.

Поглощающие (сбросовые) скважины используются в необходимых случаях для захоронения попутных и других промысловых вод в глубокие водоносные горизонты, если эти воды не могут быть включены в систему заводнения пластов.

17.2 Скважины с разной очередностью бурения

Первую очередь скважин на залежах нефти и газа составляют разведочные скважины, которые по окончании разведки переводятся в основном в добывающие и, частично, в нагнетательные.

Нефтяные залежи небольших размеров могут на 1-2 года вводиться в опытную (пробную) эксплуатацию для получения дополнительных данных, необходимых для обоснования системы и показателей разработки. На этом этапе допускается бурение в различных частях залежи небольшого числа добывающих скважин, которые впоследствии будут вписаны в сетку добывающих и нагнетательных скважин. Такие скважины называют опережающими добывающими скважинами. Эксплуатация разведочных и опережающих скважин, освоение под закачку воды двух-трех скважин позволяют уточнить представление о режиме залежи, продуктивности и приемистости скважин, устойчивости пластов-коллекторов против разрушения, характере обводнения скважин и др.

При значительной площади нефтеносного объекта, когда опытная эксплуатация залежи в целом практически невозможна и нецелесообразна из-за больших масштабов работ по обустройству территории, проводят опытно-промышленную эксплуатацию наиболее представительного участка залежи.

Проектным документом на разработку предусматриваются основной и резервный фонды скважин. В первую очередь бурят скважины основного фонда, т. е. скважины, расположенные по равномерной или равномерно-переменной сетке в установленных границах площади размещения проектных скважин. В дальнейшем, на плохо вырабатываемых участках бурят скважины резервного фонда, в результате чего размещение скважин становится неравномерным, соответствующим характеру неоднородности эксплуатационного объекта.

Разбуривание газового месторождения осуществляют в несколько ином порядке. Первую очередь добывающих скважин составляют разведочные скважины. По небольшим объектам их количество иногда оказывается достаточным для обеспечения установленного максимального уровня добычи газа. По средним и крупным месторождениям вслед за разведочными бурят первую очередь добывающих скважин, необходимых для выхода на максимальный уровень добычи. Затем в течение второй стадии разработки бурят дополнительные скважины для поддержания достигнутого максимального уровня добычи, что необходимо в связи с падением дебита и выключением из работы ранее пробуренных обводнившихся скважин.

17.3 Учет изменения фонда скважин

Фонд скважин каждого действующего эксплуатационного объекта месторождения и предприятия в целом находится в постоянном движении. Изменяется общее количество добывающих скважин: обычно на первой и второй стадиях разработки оно постепенно возрастает, на третьей и четвертой – уменьшается. Количество нагнетательных скважин по мере развития системы заводнения возрастает. Скважины могут переходить из одной группы в другую.

Для расширения фонда скважин на конец каждого квартала (года) по эксплуатационному объекту и месторождению в целом составляют отчет «Фонд скважин» (табл. 17.1).

Таблица 17.1 – Форма отчета «Фонд скважин»

№ п/п	Состав фонда	Число скважин	№ п/п	Состав фонда	Число скважин
<i>Эксплуатационный фонд</i>			<i>Другие группы скважин</i>		
1	Дающие нефть (газ)		12	Нагнетательные	
2	Остановленные в последнем месяце отчетного квартала из числа давших добычу в этом месяце		13	В том числе действующие	
3	В том числе находящиеся в ремонте		14	Специальные (контрольные оценочные)	
4	Итого действующих (1+2)		15	Водозаборные и дающие йодобромную и техническую воду	
5	Выбывшие из действующих в отчетном году		16	Поглощающие для сброса сточных вод и прочие	
6	Выбывшие из действующих в предыдущие годы		17	Находящиеся в консервации	
7	В том числе находящиеся в ремонте		18	Находящиеся в ожидании ликвидации	
8	Итого бездействующих (5+6)		19	Ликвидированные после эксплуатации	
9	Осваиваемые и ожидающие освоения после бурения		20	Ликвидированные после бурения	
10	В том числе находящиеся в работах по освоению				
11	Всего эксплуатационный фонд скважин (4+8+9)				

17.4 Добывающие скважины с разным временем ввода в эксплуатацию

По времени ввода в эксплуатацию выделяют две категории скважин эксплуатационного фонда – старые и новые скважины. Выделение этих категорий используется при составлении отчетности по добыче нефти (газа) и при планировании добычи и объемов бурения на предстоящий год и на более продолжительные периоды.

К категории *старых* относят скважины, которые впервые были введены в эксплуатацию на нефть (газ) в предыдущие годы, т. е. до 1 января отчетного года.

К категории *новых* скважин относят скважины, которые в отчетном году впервые введены в эксплуатацию на нефть (газ) из бурения или из освоения после бурения прошлых лет, а также скважины, переведенные из других групп, если они ранее не эксплуатировались на нефть (газ).

ГЛАВА 18. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Геолого-промысловый контроль разработки заключается в изучении и анализе процесса извлечения нефти из недр, выявлении факторов, влияющих на динамику добычи и обводнения залежи нефти, полноту выработки запасов и другие показатели, характеризующие процесс разработки в целом.

Эффективность контроля разработки в значительной мере зависит от объема и регулярности проведения опытно-промышленных и промысловых исследований по выявлению влияния различных факторов на полноту извлечения из недр нефти. Сюда относится изучение влияния плотности сетки скважин на темп отбора и нефтеотдачу, проведение глубинных исследований гидродинамическими методами, осуществление различных промысловых исследований (замеры дебита, приемистости, обводненности и т. д.), химические анализы нефти и воды, радиометрические исследования, определение особенностей выработки пластов с помощью расходомеров, дебитомеров и др. Большое значение имеет проведение промыслово-геофизических исследований, с помощью которых решаются различные технические и геолого-промысловые задачи. В комплексе с геолого-промысловыми данными они дают возможность систематически следить за положением водонефтяного контакта и контуров нефтеносности, устанавливать направление и скорость движения жидкости в пласте, выявлять не вырабатываемые пласты и участки залежи, определять ряд параметров, позволяющих оценивать заводненый объем залежи и коэффициент нефтеотдачи на разных стадиях разработки, а также решать различные задачи по техническому состоянию скважин и их обводнению. Всестороннее использование указанных методов дает возможность для обоснования необходимых мероприятий по улучшению системы разработки в целях эффективного и полноценного извлечения из недр нефти.

Весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта подразделяют на четыре стадии (рис. 30):

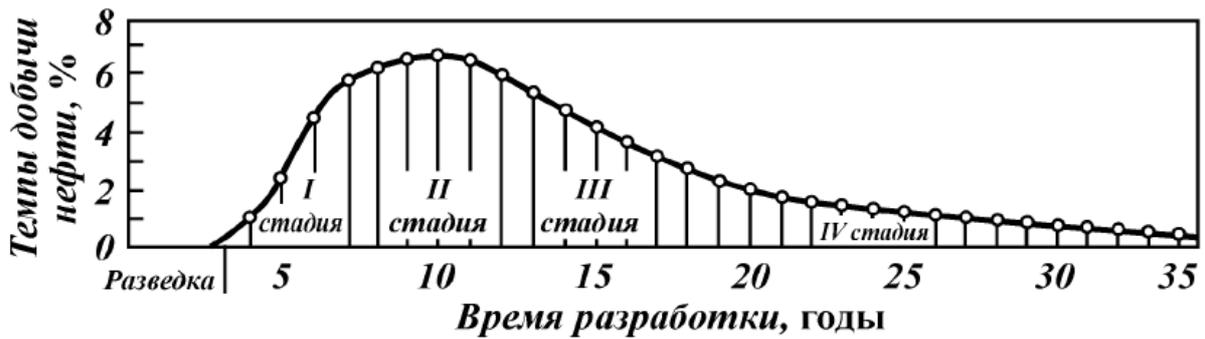


Рисунок 30 – Стадии разработки эксплуатационного объекта

Первая стадия – стадия промышленного освоения эксплуатационного объекта, которая характеризуется ростом добычи нефти при малой ее обводненности. На этой стадии производится разбуривание скважин основного фонда и освоение системы заводнения. Стадия заканчивается выходом на максимальный проектный уровень добычи нефти. По разным объектам продолжительность первой стадии изменяется от 1 до 7-8 лет.

Вторая стадия – стадия поддержания высокого более или менее стабильного уровня добычи нефти, нарастания обводненности скважин и перехода их с фонтанной добычи на механизированную. Продолжительность второй стадии по объектам с разными характеристиками находится в основном в пределах от одного-двух годов до 8-10 лет. К концу стадии добывается 40-70% извлекаемых запасов нефти.

Третья стадия – стадия значительного снижения добычи нефти. Наблюдается прогрессирующее обводнение продукции и выход части скважин из числа действующих. К концу третьей стадии добывается 80-90% извлекаемых запасов нефти.

Четвертая стадия – характеризуется низкими дебитами нефти, высокой обводненностью всех скважин. Продолжительность четвертой стадии обычно велика и нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода. На этой стадии из объектов при темпах разработки 2% и менее отбирается 10-25% извлекаемых запасов нефти.

Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом.

18.1 Геолого-промысловый контроль за добычей нефти, газа, обводненностью продукции, закачкой воды. Документация и отчетность

При разработке месторождений нефти и газа обязателен высокий уровень организации контроля за дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, обвод-

ненностью скважин, газовым факторам (по нефтяным скважинам), приемистостью нагнетательных скважин [1, 2].

Вопросы техники, технологии контроля за рассмотренными показателями работы скважин и пластов в них, а также приемы интерпретации получаемых замеров излагаются в специальных инструкциях по исследованию скважин и пластов.

Для каждого эксплуатационного объекта с учетом характера изменчивости показателей работы скважин должна быть установлена периодичность их замера таким образом, чтобы количество определений было достаточным для получения в результате их статической обработки надежных средних значений за отчетные периоды времени (месяц, квартал).

Все стороны процесса эксплуатации каждой скважины систематически отражаются в следующих документах:

- эксплуатационная карточка (карточка добывающей скважины);
- карточка нагнетательной скважины;
- карточка по исследованию скважины;
- паспорт скважины.

Паспорт скважины – основной документ, отражающий всю историю скважины с начала ее бурения до ликвидации.

Паспорт содержит сводную таблицу работы скважины, куда систематически вносятся все месячные показатели из карточки добывающей (нагнетательной) скважины. В таблице фиксируются показатели работы скважин за каждый истекший год. Наряду с этим регистрируется добыча нефти (газа) или закачка воды (или другого агента) с начала эксплуатации объекта в данной скважине.

Наряду с документацией, отражающей показатели работы каждой скважины в отдельности, геолого-промысловая служба обобщает результаты эксплуатации всей совокупности пробуренных скважин объекта разработки.

Для этого составляют следующие документы:

- геологический отчет по эксплуатации скважин;
- карта текущего состояния разработки;
- карта суммарных отборов и закачки по скважинам;
- технологический режим работы скважин.

Названные документы обеспечивают учет добычи жидкостей, газа, закачки воды или других агентов по скважинам, различным частям объекта, объекту в целом и используются для обоснования мероприятий по регулированию отбора и закачки.

Показатели добычи нефти и газа по объекту в целом отражаются в двух главных документах – в паспорте объекта разработки и на графике разработки.

В паспорте объекта разработки приводятся сведения, отражающие геологическую (промысловую) характеристику эксплуатационного объекта, проектные и фактические показатели разработки.

График разработки (рис. 31) составляется для эксплуатационного объекта в целом и представляет собой комплекс кривых, отражающих в масштабе динамику основных годовых показателей разработки. На графике обязательно должны быть приведены кривые изменения: добычи нефти, добычи жидкости, обводнения продукции, действующего фонда добывающих скважин, количества нагнетательных скважин, находящихся под закачкой воды (или другого агента), закачки воды в % от годового отбора жидкости, пластового давления.

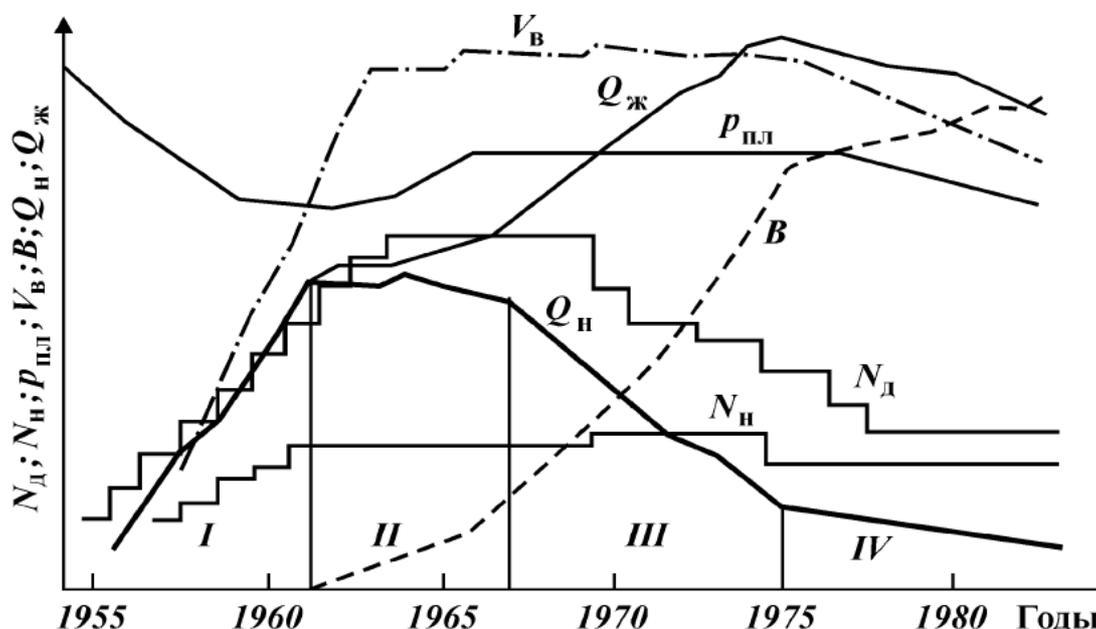


Рисунок 31 – График разработки нефтяного эксплуатационного объекта
 Q_n – добыча нефти; $Q_{ж}$ – отбор жидкости; B – обводненность продукции;
 V_v – объем закачки воды; $p_{пл}$ – пластовое давление; N_d , N_n – фонд действующих соответственно добывающих и нагнетательных скважин;
 I, II, III, IV – стадии разработки

В зависимости от решаемой задачи и геолого-промысловых особенностей залежи график может дополняться кривыми изменения других показателей, приводимых в паспорте объекта разработки. В некоторых случаях (при непродолжительном сроке разработки, при необходимости выявить влияние проведенных мероприятий по регулированию разработки) на графике отражают месячные или квартальные показатели разработки.

При необходимости сравнения графиков разработки различных объектов годовую добычу нефти и жидкости на этих графиках приводят в виде темпов разработки. При этом на оси абсцисс откладывают не время (годы), а коэффициент извлечения нефти или отношение в % накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам. На графике разработки каждого объекта отмечают границы между стадиями разработки.

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей разработки с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта оценивать эффективность реализуемой системы разработки и обосновывать при необходимости меры по ее развитию и совершенствованию.

ГЛАВА 19. КОНТРОЛЬ ЗА ОХВАТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ПРОЦЕССОМ ВЫТЕСНЕНИЯ. КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ И ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений с заводнением осуществляется направленное вытеснение нефти водой путем воздействия на продуктивные пласты закачкой воды. В этом случае полнота дренирования объема залежи зависит от полноты охвата продуктивных пластов воздействием.

Степень вовлечения объема эксплуатационного объекта в разработку характеризуется *коэффициентом охвата* продуктивных пластов воздействием. Под коэффициентом охвата понимают отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного на определенную дату воздействием, ко всему нефтенасыщенному объему пласта (залежи, эксплуатационного объекта):

$$K_{охв.p} = V_{охв.p} / V_{общ}.$$

При разработке газовых месторождений, которая осуществляется на природных режимах в условиях непрерывного снижения пластового давления при большой подвижности газа, обычно весь объем залежи представляет собой единую газодинамическую систему, все точки которой взаимодействуют между собой. В этих условиях практически весь объем залежи включается в процесс дренирования, т.е. $K_{охв.p} = 1$.

Для нефтяных объектов разработки, во многих случаях характеризующихся сильной геологической неоднородностью, прерывистостью, расчлененностью, различием в фильтрационных свойствах слагающих их пластов и прослоев, редко удается обеспечить коэффициент охвата, близкий к единице. Чем полнее принятая система разработки учитывает особенности геологического строения продуктивных пластов, тем выше коэффициент охвата.

При изучении степени охвата эксплуатационного объекта воздействием различают охват по мощности и по площади. Коэффициент охвата по мощности $K_{охв.h}$ равен отношению нефтенасыщенной мощности, подвергшейся воздействию к суммарной эффективной нефтенасыщенной мощности объекта. В нагнетательных скважинах охваченными воздействием считаются те пласты и прослои, в которые поступает нагнетаемая вода. В добывающих скважинах к ним относят те пласты и прослои, которые отдают нефть в условиях относительно стабильного или даже возрастающего пластового давления.

Коэффициент охвата вытеснением по площади $K_{охв.с}$ определяют для каждого объекта разработки в отдельности. Численно он равен отношению площади, охваченной воздействием, к общей площади распространения пласта-коллектора в пределах залежи.

На степень охвата воздействием по площади однопластового, сравнительно однородного объекта в первую очередь влияют проницаемость коллектора $K_{пр}$ и вязкость пластовой нефти μ_n , которые определяют фильтрационные свойства пласта. При прочих условиях расстояние, на которое по горизонтали воздействует закачка воды, возрастает с увеличением проницаемости и уменьшением вязкости нефти.

Охват воздействием пласта, имеющего существенную изменчивость фильтрационных свойств по площади, также зависит от расположения нагнетательных скважин. Из-за разных фильтрационных свойств приемистость нагнетательных скважин различна. Причем на отдельных участках пласта в связи с весьма низкой проницаемостью коллекторов пласта или даже замещением их непроницаемыми породами обеспечить закачку воды вообще не удастся. А это приводит к тому, что часть внутренних участков залежи оказывается вне воздействия.

Участки отсутствия коллекторов или участки с низкой проницаемостью, дизъюнктивные нарушения и другие природные экраны, расположенные в зоне отбора, также ограничивают и снижают охват залежи воздействием со стороны нагнетательных скважин. Кроме того, вне процесса вытеснения оказываются локальные участки (так называемые застойные зоны) вдоль границ распространения коллекторов, за добывающими скважинами, хотя именно на них распространяется воздействие от закачки (рис. 32).

Эффективным средством повышения охвата воздействием изменчивых и прерывистых пластов являются: очаговое заводнение, перенос нагнетания и создание новых линий разрезания. Сокращение размеров не охваченных вытеснением краевых участков зон залегания возможно за счет более плотной сетки скважин основного фонда, а также правильного размещения резервных скважин.

Величина коэффициента охвата по площади тесно связана с соотношением объемов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из него жидкости. Если это соотношение меньше единицы, т.е. закачка меньше отбора, значит, удаленные от нагнетательных скважин участки площади испытывают недостаточное воздействие или совсем его не испытывают из-за экранирующего влияния действующих, добывающих скважин, расположенных ближе к нагнетательным.

Соответствие объема нагнетаемой воды объему добываемой из пласта жидкости – одно из важнейших предпосылок увеличения коэффициента охвата вытеснением по площади.

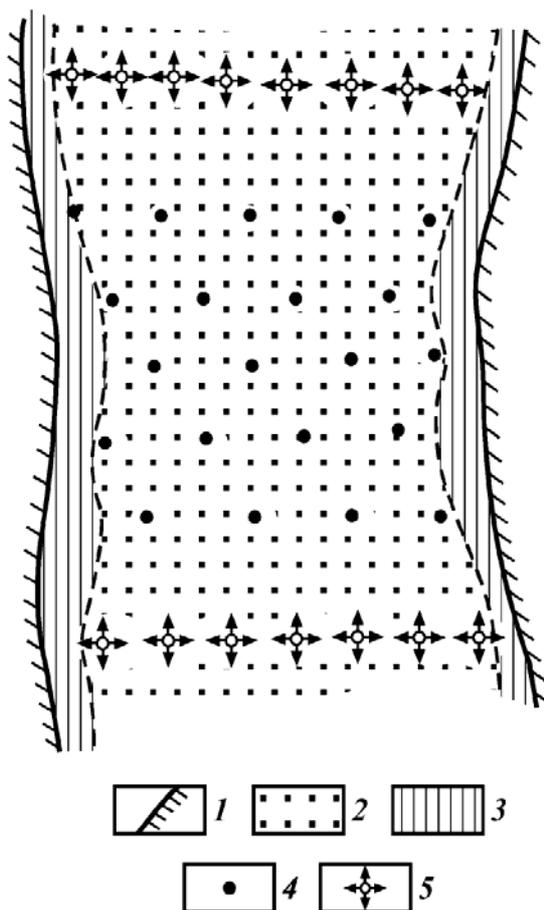


Рисунок 32 – Охват процессом вытеснения прерывистого продуктивного пласта

1 – границы распространения коллекторов; зоны пласта: 2 – охваченные процессом вытеснения, 3 – не охваченные процессом вытеснения; скважины: 4 – добывающие, 5 – нагнетательные

При разработке многопластового эксплуатационного объекта достижение охвата воздействием его объема существенно осложняется. Каждый из пластов, объединенных в эксплуатационный объект, имеет свою, отличающуюся от других картину охвата воздействием. При этом на разных участках в пласте могут совпадать зоны пластов как с существенно различной, так и с примерно одинаковой характеристикой охвата воздействием. Разница в степени охвата разных пластов связана с неравномерностью охвата объекта по мощности. Это также объясняется тем, что в нагнетательных скважинах при совместной перфорации нескольких пластов с существенно различной проницаемостью воду принимают пласты с лучшими фильтрационными свойствами, а с худшими свойствами при совместном освоении воду не принимают. Следует иметь в виду, что выполняемое из эко-

номических соображений объединение неоднородных пластов для совместной разработки в один эксплуатационный объект всегда объективно приводит к снижению той или иной степени охвата воздействием каждого пласта.

Методика оценки фактического коэффициента охвата воздействием разрабатываемых залежей основана на построении специальных карт охвата. Для однопластового объекта строят одну такую карту, для многопластового объекта требуется несколько карт охвата для каждого пласта. Эти карты строят на определенные даты. Основой для построения карты охвата того или иного пласта служит карта распространения коллекторов этого пласта, на которой нанесены: местоположение нагнетательных, добывающих и контрольных скважин; границы распространения коллекторов разной продуктивности; скважины, в которых перфорирован или работает только один этот пласт. Около каждой скважины наносят всю имеющуюся информацию о работе в ней именно этого пласта – дебит и его динамику, способ эксплуатации, обводненность, пластовое и забойное давление и т. д. Затем начинают геолого-промысловый анализ всей этой информации в комплексе с целью выделения зон пласта, охваченных или неохваченных воздействием.

Большое значение при построении этих карт имеет изучение соотношения объемов закачки и отбора с целью оценки охвата воздействием относительно крупных участков залежи, приуроченных к сравнительно однородному, выдержанному по мощности пласту. Для этого площадь условно разбивают на участки, обслуживаемые определенной группой скважин (или отдельными скважинами). Размеры и количество участков выбирают в зависимости от размещения нагнетательных скважин, их приемистости, дебитов добывающих скважин, с таким расчетом, чтобы показатели работы скважин в пределах каждого участка имели близкие характеристики, но достаточно различались по разным участкам. На каждом участке полезно показать площадь, которую предположительно занимает закачанная вода.

По скважинам каждого из выделенных участков определяют текущие объемы отбора жидкости в пластовых условиях и закачиваемой воды.

Сравнительную оценку охвата пласта воздействием можно получить, сопоставляя темпы добычи из них, текущую и накопленную обеспеченность отбора закачкой.

Изучение динамики пластового давления дает возможность достаточно уверенно судить о характере охвата воздействием участков и пласта в целом, при этом имеется хорошая возможность дифференцировать участки по степени их охвата воздействием.

Рост величины промыслового газового фактора по группе скважин указывает на снижение на этом участке пластового давления ниже давления насыщения, что является признаком отсутствия влияния от закачки воды.

Комплексный анализ всей информации, характеризующий работу данного пласта в скважине, позволяет достаточно уверенно нанести на карту распространение коллекторов границы зон, охваченных воздействием от закачки воды, а в ряде случаев и дифференцировать эти зоны по степени активности процесса.

Значительные трудности представляет количественная оценка фактического охвата многопластового объекта процессом вытеснения. Как правило, в этих условиях из-за различия коллекторских свойств самостоятельных пластов и прослоев, разрабатываемых общим фильтром, воздействие на каждый из них через нагнетательные скважины бывает различным. В наиболее проницаемые пласты будет поступать основная часть закачиваемой воды и, соответственно, подниматься в них пластовое давление. В часть малопроницаемых прослоев вода вообще не поступит, и динамическое давление в них снизится до уровня забойного. В результате этого в добывающих скважинах разные пласты и прослои будут работать по-разному, причем часть из них вообще не будет отдавать нефть. Отсюда следует, что по информации, получаемой из скважины о работе объекта в целом, невозможно судить о работе каждого пласта в отдельности, если они эксплуатируются общим фильтром.

В связи с этим при изучении охвата вытеснением многопластового объекта необходимо использовать всевозможные методы исследования скважин и наблюдения, которые при комплексном использовании дают возможность получить дифференцированную оценку работы пластов в возможно большем количестве скважин, относительно равномерно размещенных по площади объекта.

В настоящее время для определения работы пластов многопластового объекта разработан целый ряд приборов и методов исследования. Причем для получения надежных результатов часто комплексируют замеры разными приборами. В добывающих скважинах обычно применяют методы механической и термокондуктивной дебитометрии, термометрии, плотнометрии, влагометрии, резистивиметрии. В нагнетательных скважинах используют механическую и термокондуктивную расходомерию, термометрию, закачку меченых изотопов. Кроме этих прямых методов, судить о работе пластов многопластового эксплуатационного объекта позволяют данные фотокolorиметрии нефти, гидродинамических исследований по взаимодействию скважин, геолого-промыслового анализа, детальной корреляции разрезов скважин и т. п. [2].

ГЛАВА 20. ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СВЯЗЕЙ ПРИ ПОДСЧЁТЕ ЗАПАСОВ, ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОМ АНАЛИЗЕ РАЗРАБОТКИ И ОЦЕНКЕ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖИ [8]

Уровень внедрения математики в ту или иную науку является одним из основных показателей её зрелости. «Математизация знания» является характеристикой основного направления роста теоретических представлений в науке и в естествознании в частности.

Выделяются три этапа математизации всякой науки.

Первый – статистическая, чаще всего количественная обработка эмпирических данных, выделение чисто феноменологических корреляций, которые наблюдаются в экспериментах с интересующим нас объектом.

Второй этап – модельный. На этом этапе предпринимаются попытки выделить одни системы объектов в качестве более фундаментальных, а структуры и свойства других уже как-то объяснить, вывести из структуры и свойств этих первых, фундаментальных.

Третий этап математизации знаний – этап относительно полной математической теории изучаемых явлений.

Если оценить уровень математизации геологии в целом и нефтегазопромысловый геологии в частности, то, по-видимому, наиболее правильно считать, что этот уровень соответствует первым двум этапам математизации. При изучении отдельных закономерностей, например взаимосвязей между коллекторскими свойствами продуктивных отложений и показаниями геофизических методов исследования скважин – ГИС, первый этап математизации в основном закончен.

При исследовании же других закономерностей, например многомерных связей текущей и конечной нефтеотдачи с геологическими и технологическими характеристиками залежи, нефтегазопромысловая геология проходит лишь первый этап математизации.

20.1 Корреляционные связи

Классическая математика изучает функциональные связи между двумя, тремя и более величинами. Особенности таких связей рассмотрим на примере связи между двумя величинами. Одну из них обычно принимают за независимую переменную и обозначают « x ». Другую рассматривают как зависимую переменную и обозначают « y ». Например, $y = x^2$ или $y = \lg x$ и т. д. Характерная особенность функциональной связи заключается в следующем. Задав какое-то

фиксированное значение независимой переменной или аргумента « x », мы получим однозначное определённое значение зависимой переменной или функции « y ». Так, задав $x = 10$, получим для первой связи $y = 100$, а для второй $y = 1$. Оба приведённых примера относятся к однозначным функциям или к однозначным функциональным связям. Помимо них имеются и многозначные функции, например обратные тригонометрические функции. В таких функциональных связях одному значению независимой переменной соответствует не одно, а много значений зависимости переменной. Но каждое из этих значений « y » определено однозначно. Итак, для функциональных связей характерно однозначное соответствие между заданным значением независимой переменной и одним или несколькими значениями зависимой переменной.

В теории вероятностей и статистике изучаются связи другого рода. Они называются статистическими, или корреляционными.

Для оценки значимости или существенности корреляционной связи в статистике применяется ряд числовых характеристик. Самая распространённая из них – коэффициент корреляции. Имеются разные варианты коэффициентов корреляции. Парный коэффициент корреляции служит для оценки двумерных корреляционных связей, т. е. связей между двумя случайными величинами. Он будет наиболее эффективен при изучении корреляционных связей в хорошо организованных системах. Два других коэффициента корреляции предусмотрены для плохо организованных систем.

Первый из них – частный коэффициент корреляции. Он характеризует, как и парный коэффициент корреляции, корреляционную связь между двумя величинами, но при этом стабилизируются другие независимые переменные, влияющие на изучаемую связь. Второй – множественный коэффициент корреляции. Он служит для анализа многомерных корреляционных связей. Эти коэффициенты вычисляются по формулам [8].

20.2 Пример использования методов изучения корреляционных связей в промышленной геологии

В качестве объектов исследования были выбраны девонские месторождения Башкирии, Татарии и Республики Коми. В пределах этих месторождений выделены отдельные участки, представляющие собой самостоятельные зоны разработки, которые отличаются друг от друга геологическим строением, системой и плотностью размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также темпами отбора продукции, режимами закачки воды и другими показателями.

Для изучения многомерных корреляционных связей между нефтеотдачей, с одной стороны, и геолого-физическими и технологическими характеристиками залежей, с другой стороны, использовались следующие показатели: коэффициент текущей нефтеотдачи $\eta_{тек}$, удельные запасы нефти в пересчёте на 1 га площади нефтеносности Q/S_n , эффективная мощность H , гидропроводность $k_{np}H/\mu$, вязкость μ , соотношение площадей чисто нефтяных и водонефтяных зон $S_{н.н.}/S_{в.н.}$, коэффициент песчаности $K_{песч}$, коэффициент расчленённости K_p , плотность сетки эксплуатационных скважин S , величина компенсации отбора жидкости закачкой воды $Q_{зак}/Q_{отб}$, соотношение эксплуатационных и нагнетательных скважин $N_э/N_n$.

Влияние геологических и технологических характеристик залежей на нефтеотдачу изучали применительно к ранней и поздней стадиям разработки, то есть ко времени сорока- и семидесятипроцентного обводнения залежей нефти.

Исследовали несколько различных вариантов многомерных связей коэффициента нефтеотдачи:

- а) только с геолого-физическими характеристиками;
- б) только с технологическими характеристиками;
- в) с теми и другими характеристиками.

Во всех случаях неинформативные характеристики (включение которых в исследуемый набор характеристик не приводило к существенному повышению множественного коэффициента корреляции) из многомерных связей исключались.

Приведём наилучшие варианты каждого из трёх указанных видов корреляционных связей и соответствующие им значения множественных коэффициентов корреляции.

- а). обводнённость продукции 40%

$$\begin{aligned} \ln \eta_{тек} = & -0,92 + 0,42 \ln \frac{Q}{S_n} + 0,04 \ln \frac{S_{н.н.}}{S_{в.н.}} + \\ & + 0,04 \ln \frac{k_{np} \cdot H}{\mu} - 0,88 \ln K_p \\ & R = 0,81 \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \ln \eta_{тек} = & 5,02 - 0,31 \ln S - 0,84 \ln \frac{Q_{зак}}{Q_{отб}} + 0,04 \ln \frac{N_э}{N_n} \\ & R = 0,45 \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \ln \eta_{тек} = & 2,8 - 0,2 \ln S + 0,32 \ln \frac{Q_{зак}}{Q_{отб}} + \\ & + 0,3 \ln \frac{N_{э}}{N_{н}} + 0,11 \ln \frac{S_{н.н.}}{S_{в.н.}} + \\ & + 0,21 \ln \frac{\kappa_{пр.} H}{\mu} - 0,32 K_p \\ & R = 0,875 \end{aligned} \quad (3)$$

б). обводнённость продукции 70%

$$\begin{aligned} \ln \eta_{тек} = & 3,64 + 0,34 \ln \frac{S_{н.н.}}{S_{в.н.}} + 0,15 \ln \frac{\kappa_{пр.} H}{\mu} - \\ & - 0,26 \ln K_p + 0,081 \ln K_{песч} \\ & R = 0,85 \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \ln \eta_{тек} = & 5,18 - 0,48 \ln S - 1,09 \ln \frac{Q_{зак}}{Q_{отб}} + 0,1 \ln \frac{N_{э}}{N_{н}} \\ & R = 0,805 \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \ln \eta_{тек} = & 5,97 - 0,24 \ln S - 0,5 \ln \frac{Q_{зак}}{Q_{отб}} + 0,16 \ln \frac{N_{э}}{N_{н}} + \\ & + 0,21 \ln \frac{S_{н.н.}}{S_{в.н.}} + 0,1 \ln \frac{\kappa_{пр.} H}{\mu} - 0,05 \\ & R = 0,875 \end{aligned} \quad (6)$$

Как показал многомерный анализ, комплекс геолого-физических характеристик влияет на текущую нефтеотдачу примерно одинаково на ранней и поздней стадиях разработки (множественные коэффициенты корреляции для этих стадий равны, соответственно, 0,81 и 0,85). Технологические характеристики оказывают относительно слабое влияние ($R = 0,45$) на полноту выработки нефти на ранней стадии разработки. Но даже в этой ситуации их влияние на нефтеотдачу существенно, о чём свидетельствует повышение коэффициента корреляции с 0,81 до 0,85 при добавлении в прогнозную формулу (3) набора технологических характеристик.

Влияние технологических характеристик на нефтеотдачу возрастает на поздней стадии разработки ($R = 0,805$). В то же время набор геолого-физических и технологических характеристик, взятый совместно, позволяет прогнозировать коэффициент текущей нефтеотдачи практически с одинаковой эффективностью как на ранней, так и на поздней стадиях разработки.

В работе [8] приводятся и другие примеры установления корреляционных связей, как то: проницаемости и открытой пористости с остаточной нефтенасыщенностью; оценки нефтеотдачи на стадиях подсчёта запасов; уточнения геологического строения залежей по данным разработки и др.

ГЛАВА 21. ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Целью деятельности комиссии по разработке месторождений углеводородного сырья (ЦКР Роснедра) является рассмотрение проектной и технической документации на разработку месторождений углеводородного сырья для обеспечения рационального и комплексного использования недр, исключения выборочной отработки месторождений; рассмотрение проектов текущих, среднесрочных и перспективных программ добычи и увязки их с программами лицензирования; подготовка предложений по совершенствованию методики и технологии разработки месторождений углеводородного сырья.

В структуре ЦКР Роснедра выделяются нефтяная и газовая секции. ЦКР Роснедра в своей деятельности руководствуется Конституцией Российской Федерации, законодательством Российской Федерации, актами Президента Российской Федерации, Правительства Российской Федерации, приказами Министерства природных ресурсов России, приказами Федерального агентства по недропользованию. ЦКР Роснедра осуществляет свою деятельность на принципах профессионализма, открытости, гласности, независимости и объективности принятых решений.

Основными задачами ЦКР Роснедра являются:

- подготовка решений по согласованию проектной и технической документации на разработку месторождений углеводородного сырья на основании экспертных заключений;
- анализ состояния разработки месторождений и подготовка предложений Федеральному агентству по недропользованию по выполнению условий недропользования, определенных лицензионными соглашениями;
- подготовка предложений для реализации государственной научно-технической политики в части рациональной и комплексной разработки месторождений углеводородного сырья.

ЦКР Роснедра в целях выполнения возложенных на нее задач осуществляет следующие функции:

- подготавливает решения для согласования проектной и технической документации на разработку месторождений углеводородного сырья путем рассмотрения экспертных заключений на заседаниях Роснедра;
- анализирует выполнение принятого варианта разработки и установленного порядка реализации проектной технической и технологической докумен-

тации на разработку месторождений и готовит соответствующие предложения руководству Федерального агентства по недропользованию;

- рассматривает на своих заседаниях проекты среднесрочных и долгосрочных программ развития нефтяной и газовой промышленности как в целом по стране, так и по отдельным регионам и готовит предложения Федеральному агентству по недропользованию по этим программам в части рационального и комплексного использования недр;

- заслушивает на своих заседаниях доклады ученых, а также сообщения научных организаций по вопросам дальнейшего совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений;

- организует изучение и обмен опытом в области разработки нефтяных и газовых месторождений; проводит научно-практические конференции, семинары, симпозиумы, совещания по проблемам разработки месторождений; осуществляет научно-методическую деятельность по вопросам, относящимся к своей компетенции;

- на базе обобщения результатов научных исследований и экспериментальных работ разрабатывает предложения по приоритетным направлениям в области методики и технологии разработки месторождений, повышения экономической эффективности использования углеводородного сырья;

- участвует в разработке технической документации, регламентирующей проектирование и разработку месторождений, включая регламенты, нормы, правила, инструкции, методики.

ЦКР Роснедра формируется из специалистов Федерального агентства по недропользованию, а также (по согласованию) из представителей заинтересованных федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, институтов Российской академии наук, научно-исследовательских и проектных организаций, высших учебных заведений, специализирующихся в геологии, геофизике, гидродинамике, технике и технологии разработки месторождений, а также в экономических нормативных правовых вопросах недропользования.

Библиографический список

1. Спутник нефтегазопромыслового геолога [Текст] : справочник / Ю. И. Брагин, И. С. Гутман, А. С. Жданов [и др.]; под ред. И. П. Чоловского. – М. : Недра, 1989. – 321 с.
2. Иванова, М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа [Текст] : учеб. для студентов высш. учеб. заведений / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – М. : Недра, 1985. – 422 с.
3. Каналин, В. Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология [Текст] : учеб. для студентов высш. техн. учеб. заведений / В. Г. Каналин, М. Г. Ованесов, В. П. Шугрин. – М.: Недра, 1985. – 247 с.
4. Нефтегазопромысловая геология [Текст] : терминологический справочник / под ред. М. М. Ивановой. – М. : Недра, 1983. – 147 с.
5. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа [Текст] : учеб. пособие для вузов / М. А. Жданов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1981. – 453 с.
6. Жданов, М. А. Основы промышленной геологии газа и нефти [Текст] / М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов. – М.: Недра, 1975. – 335 с.
7. Жданов, М. А. Основы промышленной геологии газа и нефти [Текст] / М. А. Жданов, Ф. А. Гришин, Е. В. Гординский. – М. : Недра, 1966. – 289 с.
8. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа [Текст] : учеб. пособие для вузов / А. Р. Бенч, Е. Ф. Крейнин, А. Н. Смирнов, М. М. Элланский. – Ухта : Ухтинский индустриальный институт, 1986. – 76 с.
9. Особенности разработки газонефтяных залежей и влияние геолого-промысловых факторов на их нефтеотдачу [Текст] / Е. Ф. Крейнин, А. Р. Бенч, В. Е. Лещенко [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1986. – 138 с.
10. Бенч, А. Р. Изучение особенностей строения пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по комплексу геолого-геофизических и промысловых факторов [Текст] / А. Р. Бенч, Е. Ф. Крейнин, А. В. Петухов // Всесоюзная конференция, 1988 г. : материалы конференции. – Сыктывкар, 1988.
11. Бенч, А. Р. Проблемы извлечения высоковязкой нефти Усинского месторождения в условиях паротеплового воздействия [Текст] / А. Р. Бенч, Е. Ф. Крейнин, А. В. Петухов // Всесоюзное совещание, 1987 г. : тезисы докладов всесоюзного совещания. – Уфа, 1987.

12. Бенч, А. Р. Некоторые вопросы разработки высоковязких нефтей в связи с особенностями геологического строения Усинского месторождения [Текст] / А. Р. Бенч, Е. Ф. Крейнин, А. В. Петухов // Республиканский научно-технический семинар, 1987 г. : доклад. – Ухта, 1987.
13. Кремс, А. Я. История советской геологии нефти и газа [Текст] / А. Я. Кремс. – М. : Недра, 1964.
14. Инструкции по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Государственная комиссия по запасам, Москва, 1984.
15. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа [Текст] / И. С. Гутман. – М. : Недра, 1985.
16. Мирзаджанзаде, А. Х. Введение в специальность [Текст] : учеб. пособие для вузов нефтегазового профиля / А. Х. Мирзаджанзаде. – Баку, 1987.
17. Возможность достижения значительного роста нефтеотдачи по сравнению с проектом разработки путём использования технологии СОРО по реабилитации скважин на поздних стадиях эксплуатации месторождений [Текст] / Шапошников В. М., Цхадая Н. Д., Крейнин Е. Ф., Смирнов А. Н. Международная конференция по нефтеотдаче на кафедре ГНГ, 2005.
18. Приказ Роснедр от 26.11.2004 № 531 (ред. от 16.05.2005) о центральной комиссии по разработке месторождений углеводородного сырья.
19. Дохнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин [Текст] / В. Н. Дохнов. – М., Недра, 1980.
20. Геофизические исследования скважин [Текст] : справочник мастера по промысловой геофизике / В. Г. Мартынов, Н. Е. Лазуткина, М. С. Хохлова, Н. Н. Богданович [и др.]. – М. : Инфа-инженерия, 2009.
21. Коноплев, Ю. П. Перспективы применения термошахтного способа на месторождениях тяжелой нефти [Текст] / Ю. П. Коноплев, В. Э. Гуляев, К. Н. Цгоев // Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов», 12-13 ноября 2009 г. : материалы конференции. – Ухта : УГТУ, 2010. – С. 38-42.

Учебное издание

Евсей Фабианович Крейнин
Николай Денисович Цхадая

Нефтегазопромысловая геология

Учебное пособие

Редактор Л. А. Кокшарова
Технический редактор Л. П. Коровкина

План 2009 г., позиция 30. Подписано в печать 31.01.2011 г.
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.
Формат 60x86 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.
Усл. п. л. 7,6. Уч.-изд. л. 6,9. Тираж 150 экз. Заказ № 249.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Отдел оперативной полиграфии УГТУ.
169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.