

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

На правах рукописи

КУКЛИН Андрей Игоревич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ТРЕЩИННО-
КАВЕРНО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:

доктор геолого-минералогических наук,
доцент Петухов А.В.

Санкт-Петербург – 2014

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	9
1.1 Общие сведения о месторождении и залежи	9
1.2 Характеристика пробуренного фонда скважин	16
1.3 Анализ динамики технологических показателей по залежи в целом и по эксплуатационным объектам	23
1.4 Анализ обводнения залежи пластовыми и пресными водами.....	37
1.5 Текущая энергетическая характеристика залежи	47
1.6 Режим разработки пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения	56
Выводы по главе 1	59
ГЛАВА 2 ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ВЫДЕЛЕНИЕ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ТРЕЩИННЫХ ЗОН В ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩЕ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	60
2.1 Геологическое строение месторождения и залежи	60
2.2 Формирование высокопроницаемых зон пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения	65
2.3 Формирование карстовых зон пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения.	75
2.4 Концептуальная модель формирования высокопроницаемых зон в пределах залежи	78
Выводы по главе 2.....	84
ГЛАВА 3 МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ЗОН В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПЕРМО- КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖИ.....	85
3.1 Состояние геолого-геофизической изученности пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения	85
3.2 Изучение трещиноватости в шлифах и керне	87
3.3 Современные скважинные геофизические методы изучения трещиноватости	97
3.4 Дистанционные методы изучения трещиноватости.....	100
3.3 Геофизические методы изучения трещиноватости и оконтуривания высокопроницаемых зон пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения	103
3.4 Проведение детальной корреляции продуктивных пластов в пределах актуальных зон пермо - карбонтовой залежи Усинского месторождения	111

3.5 Гидродинамические и промысловые методы изучения трещиноватости.....	122
Выводы по главе 3.....	135
ГЛАВА 4 НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	141
4.1 Анализ эффективности применяемых методов	141
4.1.1 Анализ эффективности площадной закачки теплоносителя	141
4.1.2 Анализ эффективности технологии пароциклических обработок добывающих скважин, в том числе во взаимодействии с другими видами геолого-технических мероприятий	158
4.1.3 Анализ эффективности чередующейся закачки пластовой воды и высоковязкой нефти.....	160
4.1.4 Анализ эффективности внедрения новых термических технологий в системе горизонтальных скважин на северном актуальном участке	162
4.1.5 Анализ эффективности организации площадной закачки горячей воды на юго-восточном актуальном участке в районе скважины № 7 ОЦ	171
4.2 Комплекс мероприятий, технологий, направленных на совершенствование разработки пермо-карбонтовой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения	176
4.2.1 Повышение эффективности разработки пермо-карбонтовой залежи в пределах выявленных субвертикальных высокопроницаемых трещинно- карстовых зон	176
4.2.2 Бурение горизонтальных скважин с открытым стволом с использованием технологии UBD (вскрытие пласта на депрессии)	177
4.2.2 Совершенствование технологии площадного термоциклического воздействия на пласт.....	181
4.2.3 Испытание «холодной» технологии внутриконтурной закачки ненагретой воды в комбинации с высоковязкими агентами.....	190
4.2.4 Создание системы удаленного законтурного заводнения	193
Выводы по главе 4.....	195
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	197
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	199
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	200

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность диссертационной работы

В настоящее время разработка залежей высоковязких нефтей (ВВН) является одним из приоритетных направлений нефтегазодобывающей промышленности не только в России, но и в ряде других нефтедобывающих стран мира (Канада, Венесуэла и др.). Ввод в разработку залежей ВВН является важнейшей задачей для наращивания объёмов добычи в основных нефтегазовых регионах нашей страны: в Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях.

Основные перспективы развития нефтяной промышленности в Тимано-Печорской провинции (ТПП) связаны не только с освоением новых месторождений северных территорий и на шельфе Баренцевого моря, но и с наращиванием добычи ВВН в «старых» нефтедобывающих районах. Прежде всего, это относится к самой крупной залежи высоковязкой нефти на Европейском севере России - пермокарбоновой залежи Усинского месторождения с геологическими запасами нефти более 800 млн.т., которая была введена в промышленную разработку ещё в 1977 году.

Более чем тридцатипятилетний период разработки залежи сопровождался существенными проблемами по всем направлениям сопутствующим освоению запасов ВВН. Объективные трудности эксплуатации залежи обусловлены сложностью геологического строения объекта, который представлен гидродинамически единой трехсотметровой многослойной карбонатной толщей среднего, верхнего карбона и нижней перми, залегающей на глубинах от - 950 до - 1500 м, насыщенной высоковязкой нефтью, а также наличием зон субвертикальной трещиноватости и карста, которые значительно повышают геологическую неоднородность массивного резервуара. Субъективные проблемы наращивания нефтедобычи связаны с отсутствием эффективных технологий и опыта разработки подобных залежей ВВН. В связи с этим совершенствование разработки пермокарбоновой залежи ВВН Усинского месторождения, которая характеризуется

высокой степенью неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), как по разрезу, так и по площади, является весьма актуальной задачей.

При выполнении диссертационной работы автор опирался на научные труды отечественных и зарубежных учёных, внесших значительный вклад в развитие теории и практики добычи высоковязких нефтей, таких как И.М. Аметов, Д.Г. Антониади, А.А. Боксерман, Н.К. Байбаков, И.Г. Баренблатт, А.Р. Гарушев, В.В. Девликамов, И.Н. Евдокимов, Р.Р. Ибатуллин, В.А. Иктисанов, М.М. Кабиров, Ю.П. Коноплёв, В.Д. Лысенко, Б.М. Сучков, А.Х. Мирзаджанзаде, И.Т. Мищенко, Л.М. Рузин, М.К. Рогачёв, Б.А. Тюнькин, З.А. Хабибуллин, М.М. Хасанов, Р.С. Хисамов, В.Н. Щелкачев, R.M. Butler, M.R. Carlson, K.C. Hong и многих других.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти в условиях сложного трещинно-каверно-порового карбонатного коллектора.

Идея диссертационной работы заключается в дифференцированном подходе к разработке различных частей залежи, основанном на выделении высокопроницаемых трещинно-карстовых зон с использованием геолого-геофизических и промысловых данных в пределах массивного карбонатного резервуара.

Задачи исследований

1. Уточнение границ высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в пределах залежи и оценка их влияния на разработку.
2. Изучение результатов бурения горизонтальных скважин и исследование трещиноватости вскрытых пластов на северном пилотном участке пермо-карбоновой залежи.
3. Анализ разработки в пределах различных участков пермо-карбоновой залежи, разрабатываемых на естественном режиме и с применением современных технологий повышения нефтеотдачи.

4. Обоснование комплекса технологических решений, направленных на повышение эффективности разработки пермо-карбоновой залежи ВВН Усинского месторождения.

Методы исследований

Решение поставленных задач осуществлялось аналитическим путем в соответствии с общепринятыми методиками и методами исследований с использованием математического и гидродинамического моделирования физических процессов разработки нефтяного месторождения, геолого-промыслового анализа, а также методов математической статистики и данных экспериментальных исследований.

Научная новизна работы

1. Обоснована необходимость выделения высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в сложно построенных карбонатных коллекторах при мониторинге разработки и обосновании технологий повышения нефтеотдачи в пределах массивной залежи ВВН с большим этажом нефтеносности.
2. Сформулированы основные принципы разработки массивной залежи ВВН с переслаивающимися карбонатными коллекторами в условиях локального трещинообразования и развития карста.
3. Научно обоснованы мероприятия, направленные на сохранение высоких ФЕС в трещинно-карстовых зонах и повышение коэффициента охвата тепловым воздействием.

Защищаемые научные положения

1. Дифференцированный подход к разработке различных участков залежи с использованием предложенного комплекса тепловых, гидродинамических и физико-химических методов воздействия на пласт позволит повысить эффективность добычи высоковязкой нефти за счёт разделения массивного карбонатного резервуара на высоко и низкопроницаемые зоны.
2. Высокопроницаемые трещинно-карстовые зоны, подтверждённые современным комплексом геолого-промысловых исследований и длительным опытом разработки залежи, отличаются аномальными фильтрационными

свойствами (десятки мкм²) карбонатных коллекторов, благодаря чему подвижность в них ВВН составляет 0,05-0,1 мкм²/мПа·с и приближается к подвижности легких нефтей, что даёт возможность разрабатывать их на естественном режиме с достижением коэффициента нефтеотдачи 30% и выше.

3. Локальное распространение разноориентированных субвертикальных высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в пределах массивного резервуара позволяет эффективно использовать современные потокоотклоняющие составы и технологии бурения горизонтальных скважин на депрессии для увеличения нефтеотдачи при разработке залежей ВВН в карбонатных коллекторах.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обоснована и подтверждена результатами теоретических, экспериментальных и промысловых исследований, их сопоставлением с результатами промышленного внедрения новых технологических разработок и современных методов увеличения нефтеотдачи в условиях неоднородного карбонатного коллектора.

Практическое значение работы

1. Разработаны мероприятия и предложены способы увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в условиях высокой изменчивости фильтрационно-емкостных свойств, как по разрезу, так и по площади залежи.
2. Рекомендуемые мероприятия позволят повысить эффективность разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения путем адресного их применения на различных участках залежи.
3. Предлагаемые мероприятия нашли отражение в проектных документах по разработке пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.
4. Полученные выводы и рекомендации на основе проведенных исследований и выполненных мероприятий могут быть использованы для повышения эффективности разработки ВВН в аналогичных геологических условиях.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на 10 научно-технических конференциях: XI Международная научная конференция «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела» (г. Уфа, 2010 г.), Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2010, 2011), Научно-практическая конференция «Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти» (г. Санкт-Петербург, 2011 г.), Международная научно-практическая конференция «Увеличение нефтеотдачи - приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья» (г. Казань, 2011 г.), Международная юбилейная конференция «Промысловая геофизика в 21-м веке. Геоинформационное обеспечение технологий увеличения ресурсной базы углеводородного сырья» (г. Москва, 2011 г.), Научно-практическая конференция «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России» (г. Санкт-Петербург, 2012 г.), Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (г. Санкт-Петербург, 2012 г.), Научно-практическая конференция «Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России» (г. Санкт-Петербург, 2013 г.), Международная конференция SPE/EAGE «Европейские нетрадиционные ресурсы» (Австрия, г. Вена, 2014 г.) и другие.

ГЛАВА 1 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении и залежи

В административном отношении Усинское нефтяное месторождение расположено в Республики Коми, в 30 км к северу от г. Усинска. В географическом отношении площадь месторождения составляет часть Печорской низменности в пределах листа Q - 40 - XVI и входит в бассейн нижнего течения р. Колвы, правого притока р. Усы, впадающей в р. Печору. В тектоническом плане месторождение приурочено к одноименному поднятию в пределах крупной структуры I-го порядка - Колвинского мегавала. Обзорная схема района Усинского месторождения представлена на рисунке 1.1.

Район Усинского месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками устьев скважин от + 47 до +150 м, при этом низкие отметки (+ 47 - + 70 м) относятся к урезу р. Колва, пересекающей месторождение в субмеридиональном направлении.

Климат района умеренно - континентальный со среднегодовой температурой ($- 2,5^{\circ}\text{C}$). Температура меняется от ($+30^{\circ}\text{C}$) летом до ($- 55^{\circ}\text{C}$) зимой. Среднее количество годовых осадков около 450 мм. Реки вскрываются в мае - июне.

Первооткрывательницей пермо-карбонической залежи Усинского месторождения является опорная скважина № 1, из которой в 1963 году при опробовании интервала глубин 1216 - 1305 м был получен приток тяжелой высоковязкой нефти.

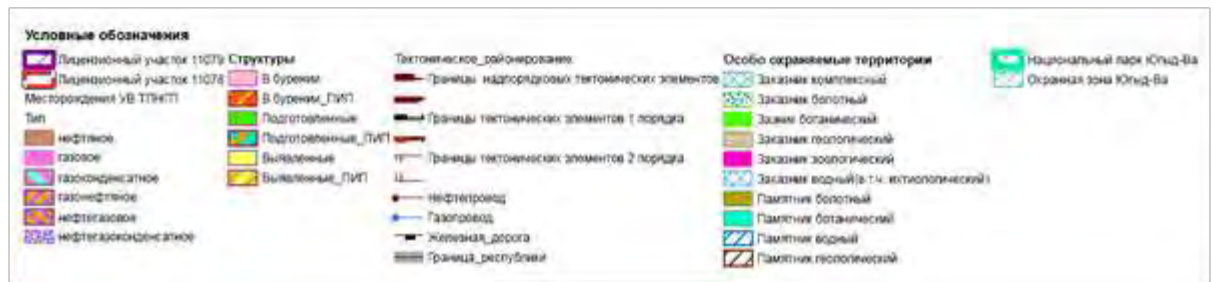
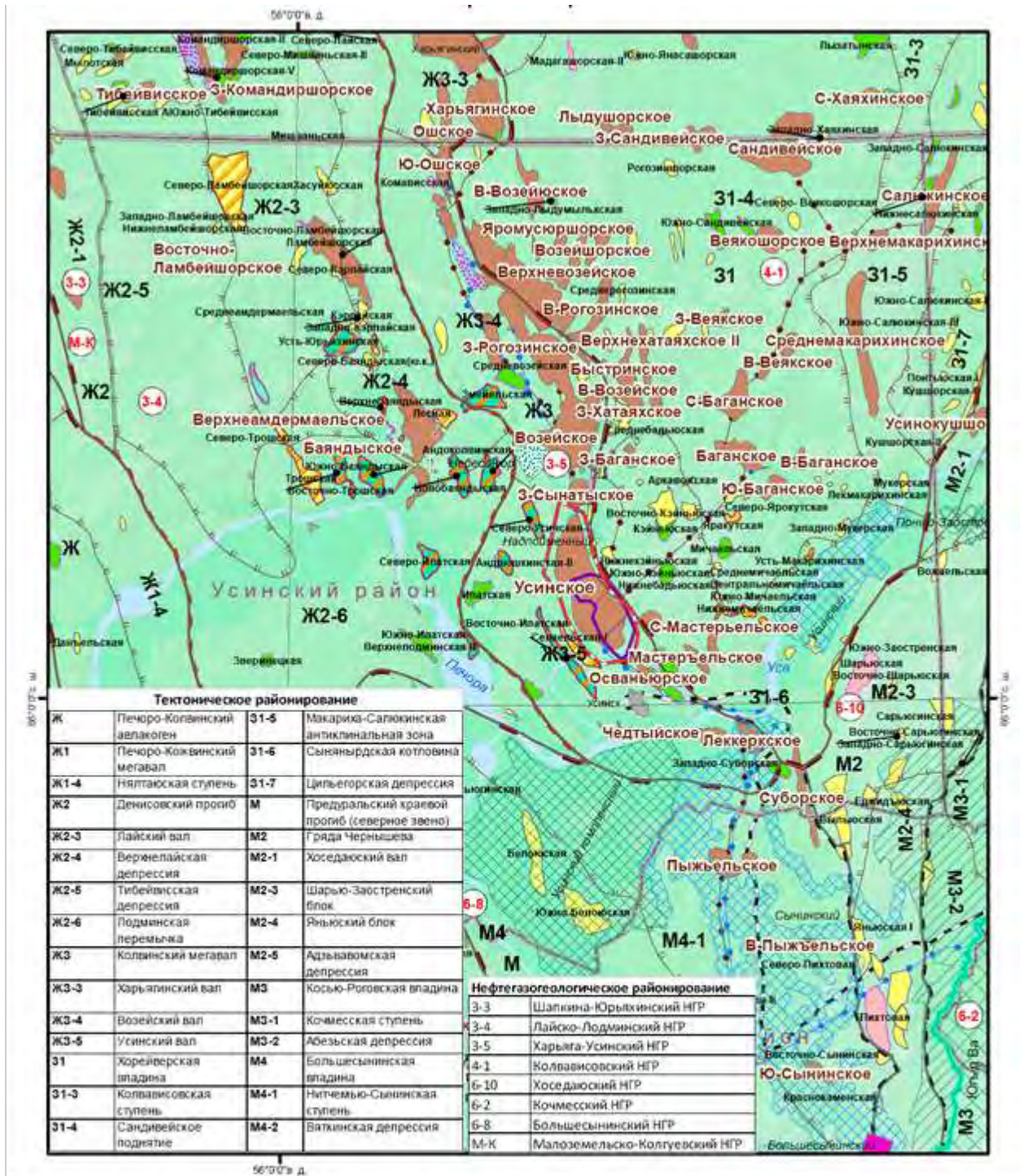


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Последующими геологоразведочными работами в разрезе Усинского месторождения промышленная нефтеносность установлена в карбонатах нижнего карбона, песчаниках среднего и верхнего девона и верхней перми. Общие сведения о залежи представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Общая характеристика пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Тип залежи	Размеры залежи, км·км	Площадь нефтеносности, тыс. км ² (категория запасов В / С ₁)	Абсолютная отметка кровли, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Высота залежи, м
сводовая массивная	15,0·9,5	36,7 / 73,8	от (- 961,0) до (-1425,0)	(-1310,0)	356,0

Массивная пермо-карбоновая залежь тяжёлой высоковязкой нефти расположена на глубине от 1000 до 1500 м. К её характерным геолого-физическими особенностям, оказывающим существенное влияние на процесс ее разработки, относятся:

- значительная нефтенасыщенная толщина;
- крайне неоднородное геологическое строение карбонатного резервуара;
- пластовая нефть из-за большого содержания асфальто-смолистых компонентов имеет высокое значение динамической вязкости - около 710 мПа·с.

Выделенные в разрезе залежи продуктивные пачки объединены в три эксплуатационных объекта. Размеры нижнего объекта в пределах контура нефтеносности составляют 7,6·5,3 км. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 0,4 до 2,6 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 0 до 70,8 м. Наибольшие значения толщин локализованы вдоль восточного крыла объекта. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 28,7 м, коэффициент пористости - 0,182.

Размеры среднего объекта составляют 14,2·7,2 км. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 0,25 до 1,4 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 0 до 74 м. Наибольшие значения толщин отмечаются вдоль западного крыла объекта, наименьшие - в центральной части. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 28,05 м, коэффициент пористости - 0,176.

Размеры верхнего объекта составляют 15·9,5 км. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 0,2 до 1,5 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 1 до 60,6 м. Наибольшие значения толщин отмечаются в сводовой и юго-западной частях объекта. В северной и юго-восточной частях, а также локально в центральной части отложения верхнего объекта оказываются полностью размытыми. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 18,07 м, коэффициент пористости – 0,183. Характеристика объектов и залежи в целом по результатам интерпретации ГИС показана в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристики продуктивных пластов залежи по результатам интерпретации ГИС.

Параметр	Нижний объект	Средний объект	Верхний объект	В целом по залежи
Общая толщина				
Количество скважин	54	283	281	54
Минимальное значение, м	26	41,4	3,9	203
Максимальное значение, м	247,8	117	121	418,8
Среднее значение, м	167,14	77,09	47,45	285,19
Эффективная толщина				
Количество скважин	54	279	273	54
Минимальное значение, м	24,2	1,8	1	61,4
Максимальное значение, м	88,3	73,1	60,6	150,8
Среднее значение, м	51,9	34,2	22,48	101,5
Эффективная нефтенасыщенная толщина				
Количество скважин	53	279	273	54
Минимальное значение, м	3,6	1,8	1	1

продолжение таблицы 1.2

Параметр	Нижний объект	Средний объект	Верхний объект	В целом по залежи
Максимальное значение, м	70,8	74	60,6	127
Среднее значение, м	28,73	28,05	18,07	51,3
Коэффициент гранулярности				
Количество скважин	54	279	274	54
Минимальное значение, доли ед.	0,197	0,024	0,024	0,213
Максимальное значение, доли ед.	0,504	0,970	1,000	0,539
Среднее значение, доли ед.	0,312	0,452	0,464	0,358
Коэффициент расчлененности				
Количество скважин	54	279	274	54
Минимальное значение, ед.	0,197	0,024	0,024	0,213
Максимальное значение, ед.	0,504	0,970	1,000	0,539
Среднее значение, ед.	23,37	16,75	12,44	51,06
Коэффициент пористости				
Количество скважин	289	289	289	289
Минимальное значение, ед.	0,1	0,1	0,1	0,1
Максимальное значение, ед.	0,385	0,363	0,337	0,391
Среднее значение, ед.	0,182	0,176	0,183	0,182
Коэффициент начальной нефтенасыщенности				
Количество скважин	289	289	289	289
Минимальное значение, ед.	0,626	0,597	0,554	0,554
Максимальное значение, ед.	0,912	0,874	0,93	0,93
Среднее значение, ед.	0,769	0,772	0,75	0,762

В 2009 – 2011 годах для доизучения литолого-петрофизических параметров пермо-карбонных отложений проводились детальные исследования нового кернового материала оценочных скважин №№ 2 ОЦ и 7 ОЦ. По данным керновых исследований в разрезе пермо-карбонной залежи выделено три основных литотипа пород: известняки биогермные; известняки органогенно-детритовые и доломиты. При этом лучшими коллекторскими свойствами характеризуются биогермные известняки. Данный тип пород состоит из разноразмерных органических остатков, карбонатная неорганогенная часть породы (цемент) образована кальцитом.

К настоящему времени на залежи пробурено 1121 скважина, поэтому объем гидродинамических и геофизических исследований (ГДИ и ГИС), накопленный по

ним за 46 лет огромен. На основе обобщения накопленных результатов ГДИС о происходящих изменениях в фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) коллекторов в зависимости от стадии их разработки можно сделать следующие выводы:

- коэффициенты продуктивности по жидкости относительно начала разработки к настоящему времени выросли \approx в 17 раз. Продуктивность по жидкости нарастает с ростом обводненности;
- сопоставление гидропроводности начального и текущего моментов разработки обнаруживает её увеличение \approx в 12 раз, рост гидропроводности вызван увеличением подвижности сменившего нефть флюида;
- нефтеносная толща представляется как единая гидродинамическая система, проводящие свойства слоев которой на контролируемых площадях выражены более ярко, чем вертикальная проводимость.

Применение современной аппаратуры и новых методик работы с керном впервые обнаружили проницаемости отдельных образцов керна, сопоставимые с определениями интегральных проницаемостей коллекторов методами ГДИС, при этом средняя проницаемость по керну возросла в 10 с лишним раз.

За весь период разработки пермо-карбоновой залежи, с целью изучения физико-химических свойств нефти были отобраны и исследованы пластовые нефти из 32 скважин и 149 проб дегазированной нефти.

Пластовая нефть нижнего объекта недонасыщена газом (давление насыщения 6,9 – 7,4 МПа ниже начального пластового давления), характеризуется низким газосодержанием (22,3 – 24,2 м³/т), высокой вязкостью (609 - 781 мПа·с) и высокой плотностью (932 - 966 кг/м³).

По среднему объекту давление насыщения изменяется в пределах от 7,0 до 8,5 МПа. Нефть характеризуется низким газосодержанием (21,2 - 27,8 м³/т), высокой вязкостью (586 - 2024 мПа·с) и высокой плотностью (923 - 945 кг/м³).

Верхний объект характеризуется следующими параметрами пластовой нефти: давление насыщения изменяется в диапазоне от 6,3 до 9,5 МПа,

газосодержание - низкое (17,6 - 26,0 м³/т), вязкость - высокая (344 – 1151,7 мПа·с), плотность - высокая (923 - 960 кг/м³).

В целом по залежи пластовую нефть можно характеризовать как высоковязкую (344 - 2024 мПа·с) со средним значением вязкости 710 мПа·с. Давление насыщения нефти газом - 7,5 МПа. Среднее значение газосодержания - 23,1 м³/т. Объемный коэффициент - 1,05.

Дегазированная нефть нижнего объекта была исследованы по 27 скважинам. Нефть характеризуется высокой плотностью (971 - 980 кг/м³), высокой вязкостью (3490 - 8081 мПа)·с при 20⁰С.

По среднему объекту исследованы 42 скважины. Дегазированная нефть среднего объекта характеризуется высокой плотностью (965 - 980 кг/м³), высокой вязкостью (1931 - 6217 мПа·с) при 20⁰С.

Дегазированная нефть верхнего объекта, исследованная в 47 скважинах, - высоковязкая (3354 - 5255 мПа·с), с высокой плотностью (952 - 977 кг/м³).

Дегазированные нефти всех объектов - тяжелые (952 – 980 кг/м³), высоковязкие, относятся к классу высокосернистых (до 2,5 % мас.), малопарафиновых (до 0,34 % мас.), высокосмолистых (23,64 % мас.), с низким содержанием бензиновых фракций. Температура застывания – ниже (-12⁰С). Нефть нижнего объекта по сравнению с нефтями верхних объектов, более тяжелая, более вязкая, то есть имеет место закономерность увеличения плотности и вязкости с глубиной.

Выделившийся из нефти газ – легкий и состоит, в основном, на 87 % мольного объема, из метана. Газ характеризуется малой концентрацией пропан-пентановой фракции (менее 5 %). Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа и азота 0,18 и 1,63 %, соответственно

В соответствии с подсчетом запасов, утвержденным ЦКЗ Минприроды РФ (протокол № 24 от 18.03.98), начальные геологические запасы нефти и растворенного газа по категориям В+С₁ составляют 733537 тыс. т и 16945 млн. м³, соответственно.

На базе разведанных запасов нефти Усинского месторождения - одного из крупнейших на севере Европейской части России, был создан нефтедобывающий район с центром в городе Усинске. По территории Усинского месторождения проложен магистральный нефтепровод Уса – Ухта, построена железнодорожная ветка от ст. Сыня до г. Усинска. Грузоперевозки также осуществляются реками в период навигации и авиационным транспортом.

Энергоснабжение работ на Усинском месторождении осуществляется от Печорской ГРЭС по ЛЭП проходящей через территорию месторождения. Основными полезными ископаемыми являются нефть и газ, а также строительные материалы: глина, песок и древесина.

Таким образом, за период освоения района создана вся необходимая внешняя промышленная инфраструктура для освоения Усинского нефтяного месторождения, разрабатываемого как на естественном упруго-водонапорном режиме, так и с применением теплового воздействия.

1.2 Характеристика пробуренного фонда скважин

За всю историю разработки в добыче нефти на залежи участвовало 1164 скважины, а под закачкой теплоносителя находилось 90 нагнетательных скважин. Распределение пробуренного фонда скважин залежи на 01.01.2014 представлено на рисунке 1.2.

В целом по залежи на 01.01.2014 в действующем добывающем фонде числятся 879 скважин, в бездействии и консервации находятся 187 скважины, в наблюдательном и контрольно-пьезометрическом фонде числятся 9 скважин, в ликвидации находятся 60 скважин.

Всего на залежи было пробурено 118 нагнетательных скважин. Закачка теплоносителя на залежи на 01.01.2014 производится в 40 нагнетательных скважин, 42 скважин находятся в отработке на нефть, 27 нагнетательных скважин находятся в бездействии и консервации, 16 нагнетательных скважин уже ликвидировано.

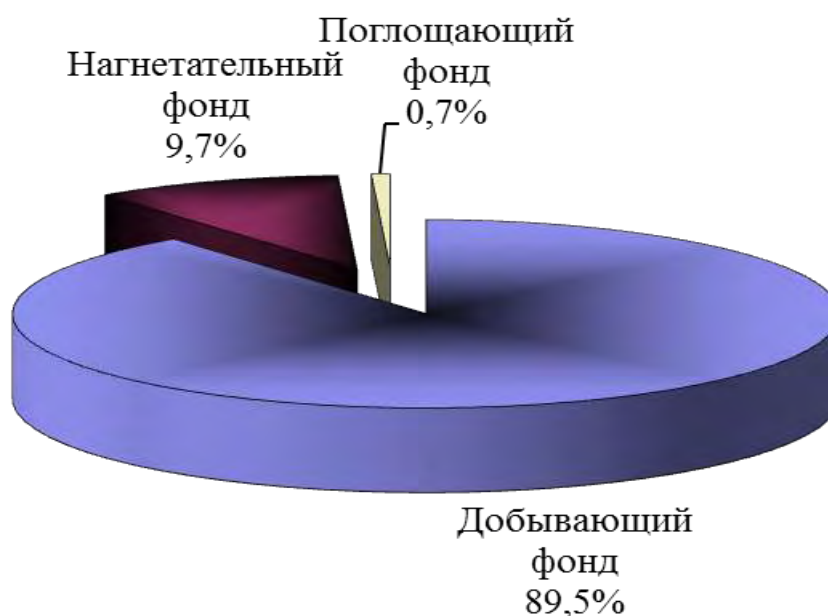


Рисунок 1.2 – Распределение пробуренного фонда скважин на 01.01.2014.

Распределение фонда нагнетательных скважин по категориям (рисунок 1.3) показывает, что доля действующих нагнетательных скважин составляет 32,0 % от всего нагнетательного фонда. При этом ликвидированный фонд составляет 12,8 %, а бездействующий и законсервированный фонд составляет 21,6%.

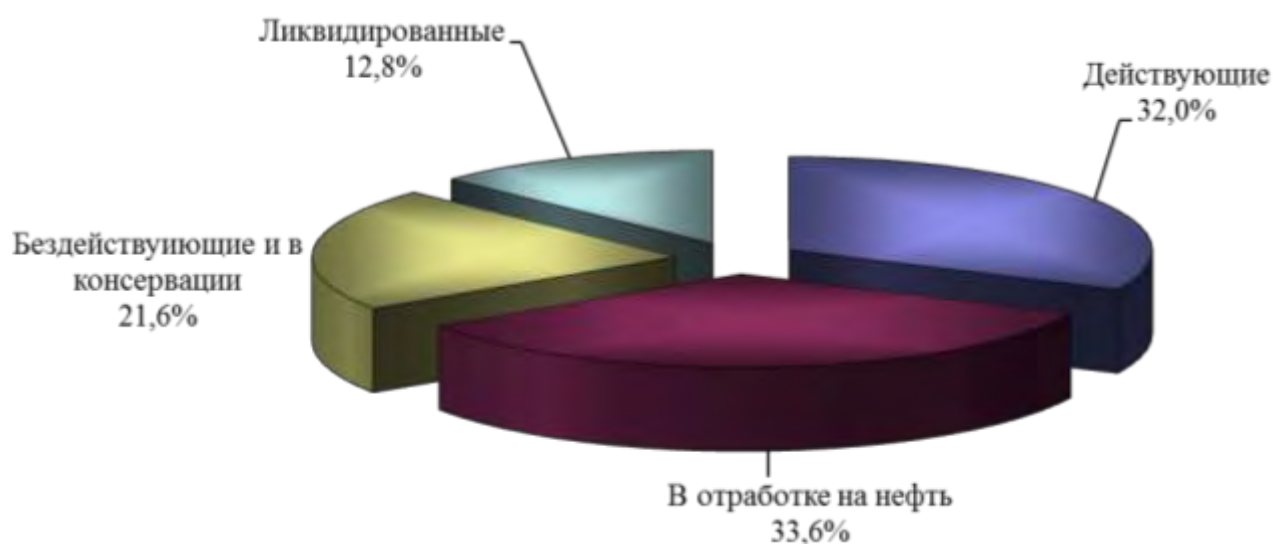


Рисунок 1.3 – Распределение фонда нагнетательных скважин по категориям.

Распределение скважин по дебитам нефти на 01.01.2014 (рисунок 1.4) показывает представлено следующим образом: 680 действующих скважин (78 % от действующего фонда) работают с дебитом нефти до 10 т/сут, 148 скважин (17 %)

работают с дебитом нефти 10-20 т/сут, и оставшиеся 47 (5 %) скважин работают с дебитом нефти более 20 т/сут.

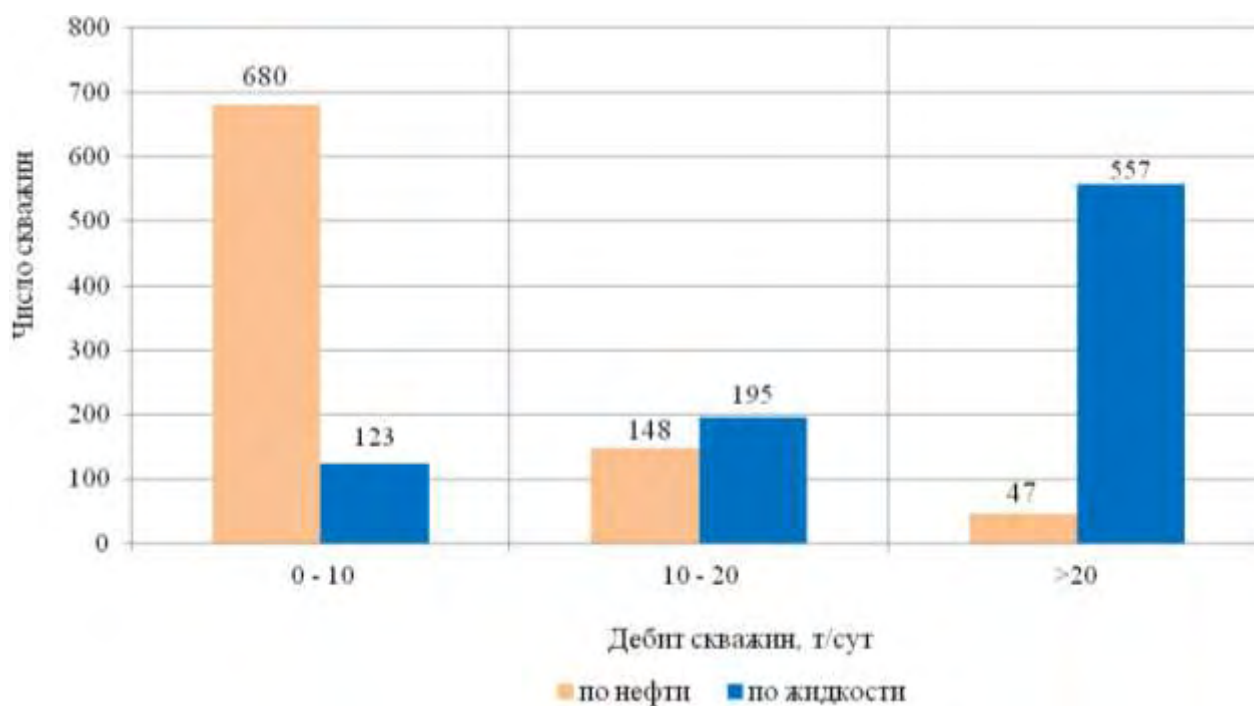


Рисунок 1.4 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти и жидкости.

Распределение скважин действующего фонда по дебитам жидкости следующее – 14 % скважин работают с дебитом жидкости до 10 т/сут, 22 % скважин работают с дебитом жидкости от 10 до 20 т/сут, 64 % с дебитом свыше 20 т/сут.

Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности показывает, что в основном действующий фонд является высокообводненным. С обводненностью до 50 % работает менее четверти действующего фонда, а практически половина действующих скважин работают с обводненностью свыше 80 % (рисунок 1.5).

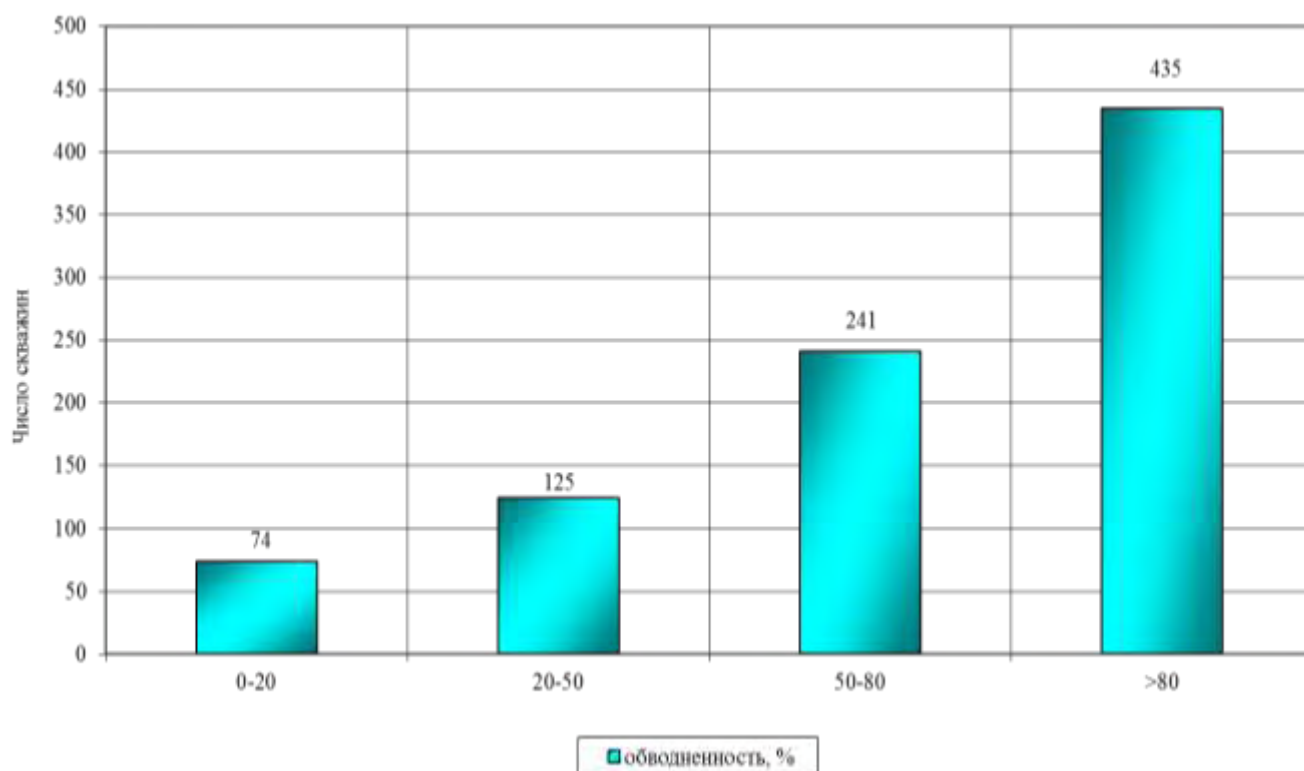


Рисунок 1.5 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности.

Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности продукции показано в таблице 1.3. Откуда следует, что на залежи более 40 % действующих добывающих скважин являются малodeбитными (менее 5 т/сут) и при этом высокообводненными (обводненность продукции выше 80 %). Следующая по численности группа действующих скважин (около 10 %) также является малodeбитной (менее 5 т/сут), но обводненность ее продукции укладывается в диапазон от 50 до 80 %. Далее с падением обводненности малodeбитных скважин число скважин в группах сокращается. В группах с более высокими дебитами нефти (5 - 10 т/сут и 10 - 20 т/сут) также высок процент обводненных скважин.

Таблица 1.3 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти и обводненности.

Процент обводненности, %	диапазон дебитов нефти, т/сут						Доля от действующего фонда, %
	<1	1 - 2	2 - 5	5 - 10	10 - 20	>20	
0-20	0	0	3	20	37	14	8,5
20 - 50	1	7	21	35	38	23	14,3
50 - 80	2	14	66	91	58	10	27,5
Свыше 80	116	103	144	57	15		49,7
Доля от действующего фонда, %	13,6	14,2	26,7	23,2	16,9	5,4	

Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности добываемой продукции представлено в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Распределение фонда скважин по дебитам жидкости и обводненности.

Процент обводненности, %	диапазон дебитов жидкости, т/сут						Доля от действующего фонда, %
	<1	1 - 2	2 - 5	5 - 10	10 - 20	>20	
0-20			1	19	36	18	8,5
20 - 50		4	9	28	42	42	14,3
50 - 80		1	7	40	67	126	27,5
Свыше 80			3	11	50	371	49,7
Доля от действующего фонда, %	0,0	0,6	2,3	11,2	22,3	63,7	

По накопленной добыче нефти добывающие скважины распределяются в соответствии с данными, показанными на рисунке 1.6.

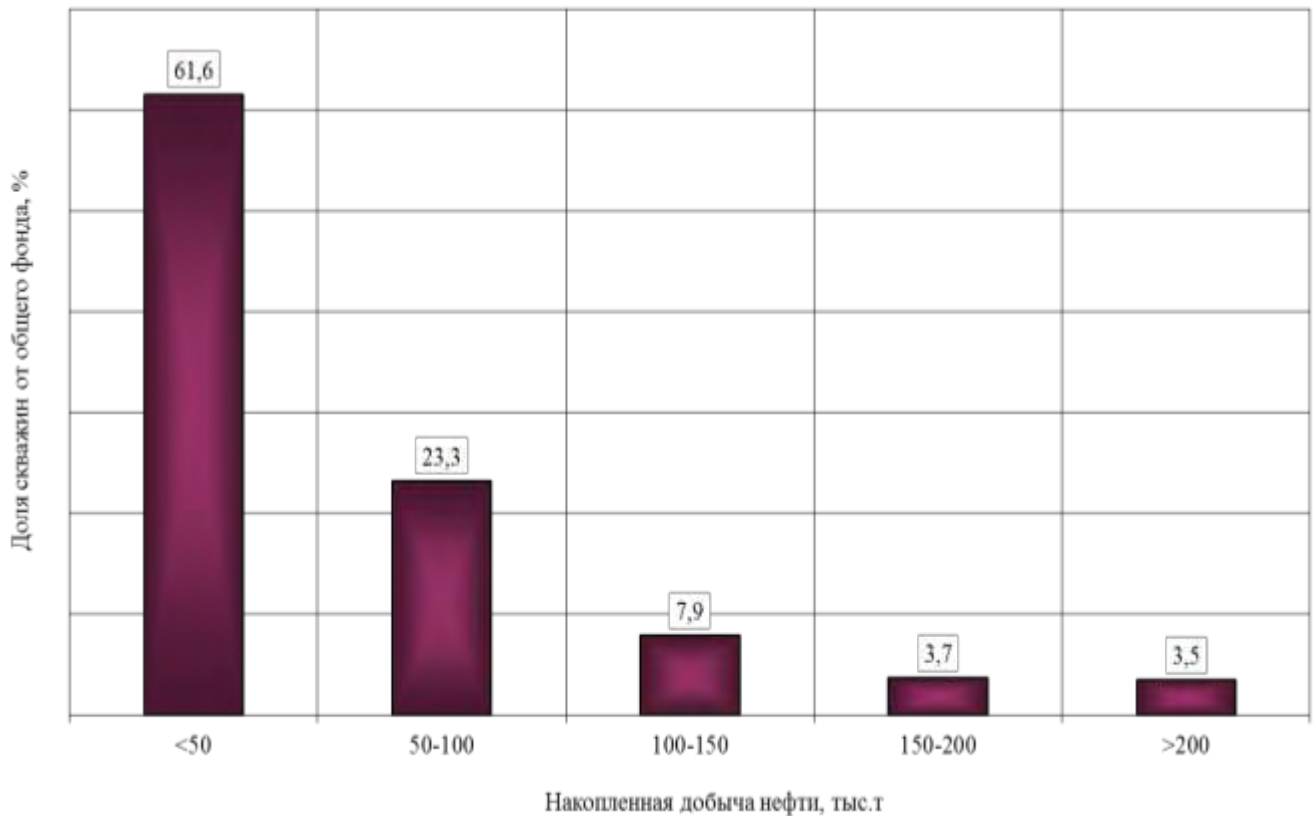


Рисунок 1.6 – Распределение скважин по накопленной добыче нефти.

Менее 50 тыс.т накопленной нефти на 01.01.2014 приходится на группу скважин, составляющую 62 % от скважин, участвующих в добыче нефти. От 50 до 100 тыс.т накопленной нефти приходится на 23 % добывавших на залежи скважин. От 100 до 150 тыс.т нефти приходится на 8 % скважин. От 150 до 200 тыс.т накопленной нефти приходится на 4 % скважин. В высокопроизводительный фонд (более 200 тыс.т накопленной нефти) входит 41 скважина, что составляет только 3 % от фонда добывающих скважин (это каждая 28-ая добывающая скважина залежи).

Общий бездействующий фонд добывающих скважин составил на 01.01.2014 187 единиц, нагнетательных скважин – 15 единиц. Общий фонд ликвидированных и ожидающих ликвидации нефтяных скважин – 60 единиц.

В целом по залежи на 01.01.2014 остановлено по различным причинам 17,1 % нефтяных и 12,7 % нагнетательных скважин. Перевод нефтяных скважин в бездействующий фонд, в основном, обусловлен высоким обводнением продукции

и низкой продуктивностью скважин: на эти причины приходится соответственно 67,4 и 4,8 % выборки.

Сопоставление накопленной добычи из скважин, остановленных из-за высокой обводненности и низкой продуктивности показывает, что из полностью обводнившихся скважин в среднем добыто 51,3 тыс.т/скв., в то время как из скважин, вскрывающих пласты менее связанных с водоносной областью и характеризующихся низкой проницаемостью коллекторов, в 1,7 раза меньше (29,9 тыс. т/скв.). Это обусловлено тем, что в зонах залежи, имеющих хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью, естественный режим вытеснения нефти ненагретой водой реализован полностью, в то время эксплуатация низкопродуктивных скважин прекращается до завершения выработки охваченных вытеснением запасов нефти. Эффективная выработка таких зон может быть осуществлена только при искусственном воздействии на пласт.

Из распределения действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин по эксплуатационным объектам (таблица 1.5) видно, что средний объект вскрыт в 15,8 % действующего фонда добывающих скважин, нижний - в 3,6 %, верхний - в 19,9 %. Более 60 % скважин вскрывают одновременно несколько объектов.

Таблица 1.5 – Распределение фонда скважин по дебитам жидкости и обводненности.

Действующий фонд	Объекты						
	н	с	в	н+с	с+в	н+с+в	н+в
Добывающих – 879*	32	139	175	100	363	64	6
Нагнетательных – 38	3	13	3	6	12	1	0

*) включены 42 нагнетательных скважин, временно находящиеся в отработке на нефть.

По нагнетательному фонду распределение скважин по эксплуатационным объектам выглядит следующим образом: 7,9 % действующего фонда вскрывают

нижний объект, 34 % - средний и 7,9 % - верхний объект. Совместно (средний и верхний) объекты вскрыты в 50,0 % скважин.

1.3 Анализ динамики технологических показателей по залежи в целом и по эксплуатационным объектам

Пермо-карбоновая залежь введена в промышленную разработку в 1977 году. Основные показатели разработки залежи в целом по состоянию на 01.01.2014 представлены на рисунках 1.7, 1.8.

В течение первых пяти лет залежь полностью разрабатывалась на естественном упруго-водонапорном режиме. В дальнейшем разработка отдельных участков залежи осуществлялась при помощи тепловых методов:

- с 1982 по 1998 годы на участках паротеплового воздействия (ПТВ): ПТВ -1 и ПТВ-2 закачивалась горячая вода;
- с 1992 г. в зоне ПТВ-центр, в состав которой входят участок ПТВ-3 и прилегающие площадки А-15 и А-19, применяется площадная закачка пара, а также проводятся ПЦО добывающих скважин;
- с 2010 г. в зоне ПТВ-север проводятся испытания новых термических технологий, в системе горизонтальных скважин (площадная закачка пара и перпендикулярное ТГДП);
- в середине 2012 г. организована и продолжается по настоящее время площадная закачка в зоне ПТВ-юго-запад, объединяющей 10 элементов разработки участков ПТВ-1 и ПТВ-2.

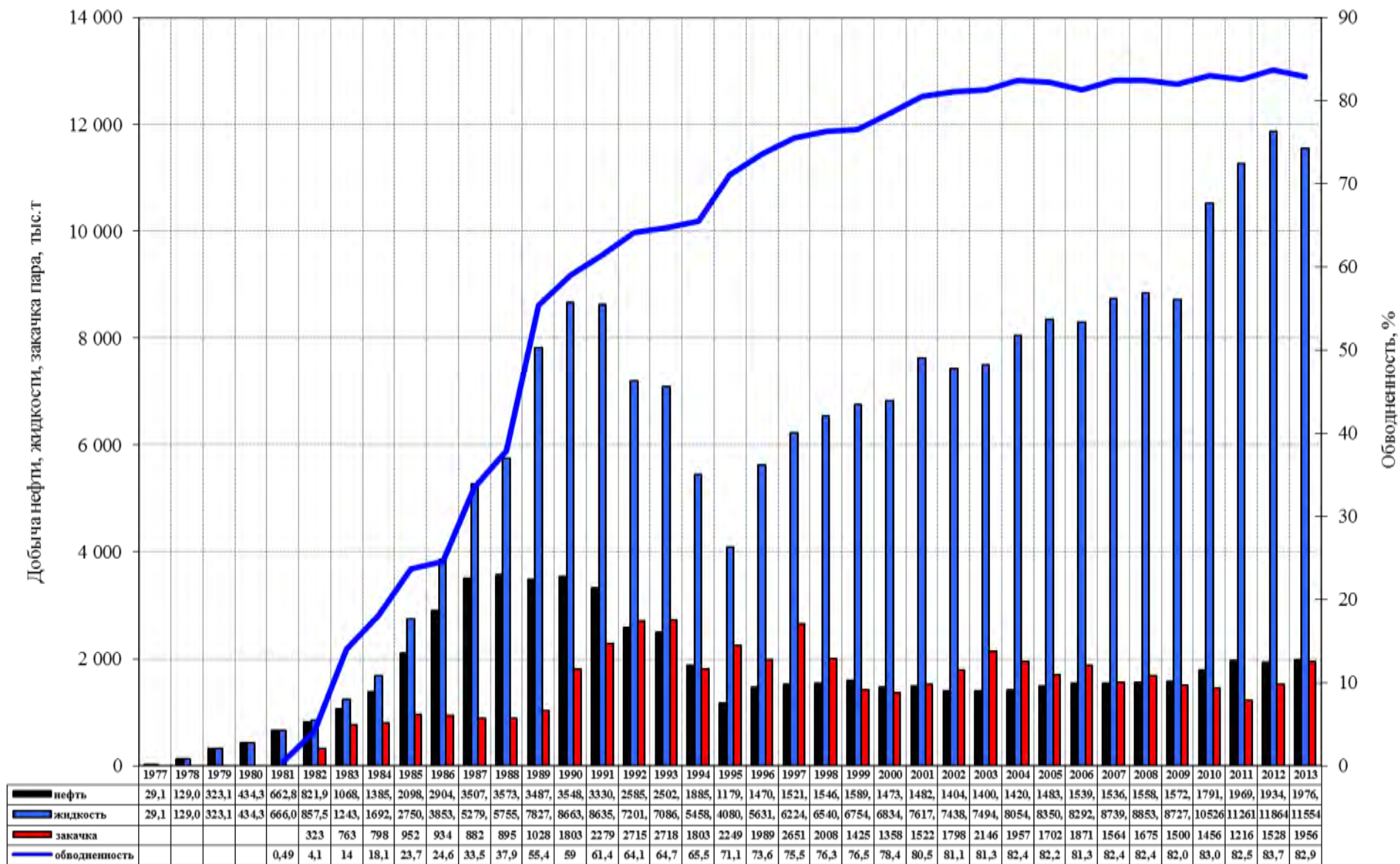
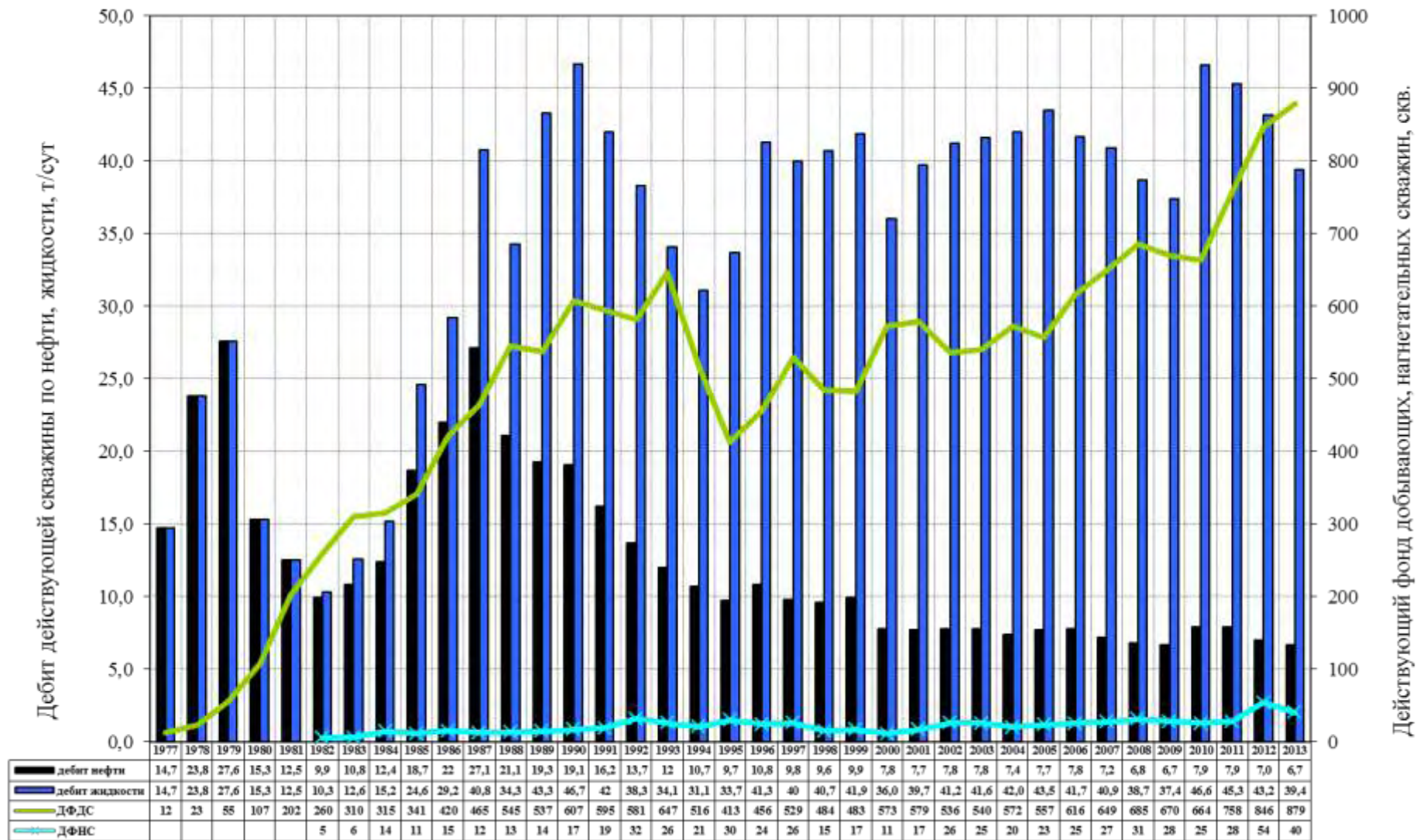


Рисунок 1.7 – Динамика добычи нефти, жидкости и закачка теплоносителя.



ДФДС – действующий фонд добывающих скважин; ДФНС – действующий фонд нагнетательных скважин.

Рисунок 1.8 – Динамика дебитов нефти, жидкости и действующего фонда скважин.

Из сопоставления проектных и фактических показателей разработки залежи за период 2009 – 2013 годов (таблица 1.6) следует, что фактическая добыча нефти практически соответствует проектной. Рост добычи нефти в 2010 – 2012 годах обусловлен проведением геолого-технических мероприятий, направленных на форсирование отборов добываемой продукции, прежде всего, посредством увеличения действующего фонда добывающих скважин (в том числе ввод в эксплуатацию новых скважин), а также оптимизации их работы при помощи увеличения производительности насосного оборудования. Как следствие фактический отбор жидкости из залежи в 2010 г. превысил проектный уровень на 10,6 %, в 2011 – 13,9 %, при этом фактическая добыча нефти превысила проектную в 2010 году на 11,6 %, в 2011 году – на 19,5 %.

Анализ показателей разработки в разрезе эксплуатационных объектов по состоянию на 01.01.14 (рисунок 1.9) выявил, что из среднего объекта добыто столько же нефти, сколько из нижнего и верхнего объектов вместе взятых, т.е., практически, половина накопленной добычи нефти по залежи в целом.

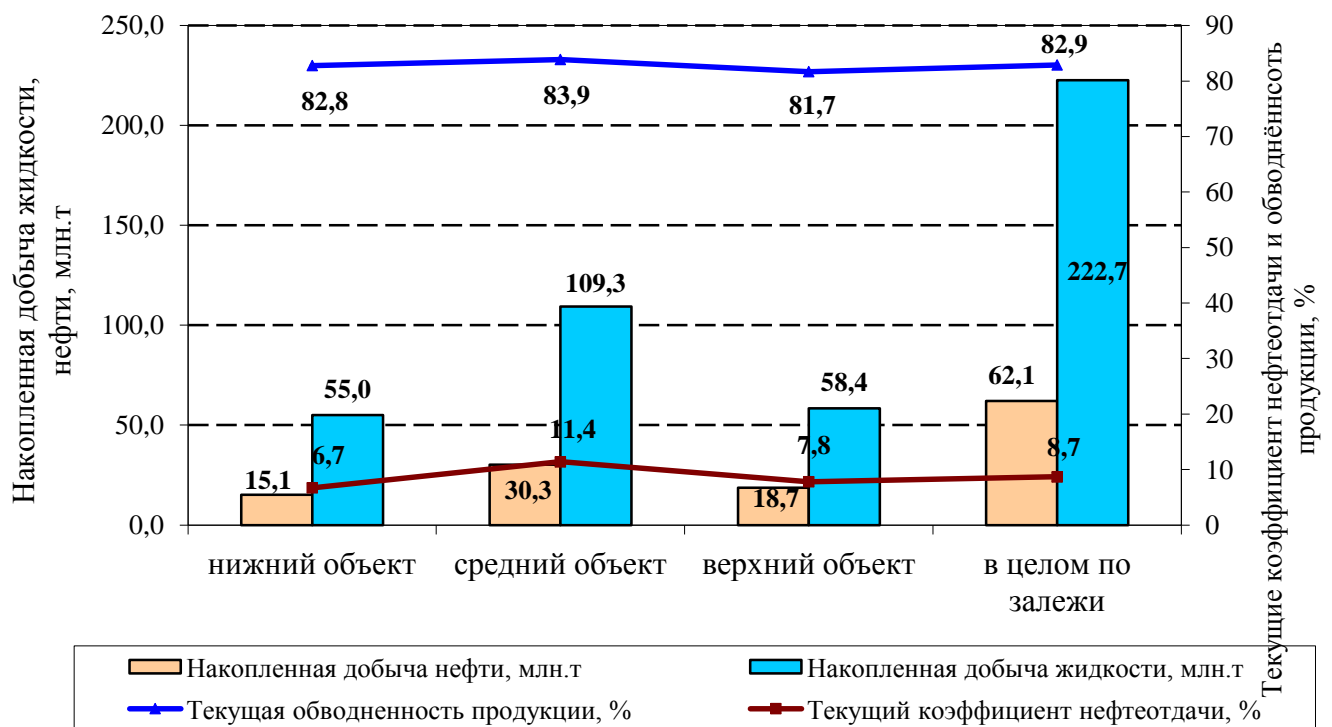


Рисунок 1.9 – Показатели разработки пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения в разрезе эксплуатационных объектов.

Таблица 1.6 – Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки залежи.

Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, всего, тыс. т	1 535,2	1 572,7	1 605,7	1 791,9	1 647,6	1 969,9	1 914,9	1 934,4	1 980,2	1 976,5
В т.ч. из: переходящих скважин, тыс. т	1 535,2	1 563,0	1 605,7	1 743,3	1 597,0	1 954,8	1 875,7	1 877,9	1 928,1	1 835,4
новых скважин, тыс. т	0,0	9,7	0,0	48,6	50,6	15,1	39,2	56,5	52,2	141,1
из эксплуатационного бурения								16,3		128,2
прочие категории								40,3		12,9
Ввод новых добывающих скважин, шт.	0	6	0	17	15	10	18	29	24	55
В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.	0	2	0	1	15	3	18	11	24	46
переводом с других категорий, шт.	0	4	0	16	0	7	0	18	0	9
Среднесуточный дебит нефти новых скважин, т/сут	0,0	7,2	0,0	20,6	22,5	12,0	14,5	13,2	14,5	15,7
Среднее число дней работы новых скважин, дни	0,0	225,0	0,0	139,0	150,0	125,8	150,0	148,0	150	177
Средняя глубина новых скважин, м	0,0	0,0	0,0	0,0	2 500,0	0,0	1 610,0	1 600,0	1 610,0	1 608,0
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	2,5	3,8	5,1	5,1	87,5	7,3	33,2	11,2	60,9	74,0
в т.ч.: добывающие скважины, тыс. м	1,5	3,0	0,0	1,5	37,5	4,8	29,1	7,5	36,3	74,0
вспомогательные и специальные скважины, тыс. м	1,0	0,8	5,1	3,6	50,0	2,5	4,1	3,7	24,6	
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни	695,7	3 130,6	0,0	2 091,5	0,0	6 000,2	1 043,5	3 478,5	6 260,2	10 098,1

Продолжение таблицы 1.6

Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Расчетная добыча из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т	2,1	20,3	0,0	15,1	0,0	123,6	21,7	41,7	91,0	133,3
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	1 559,8	1 548,8	1 535,2	1 563,0	1 605,7	1 743,3	1 965,7	1 954,8	1 875,7	1 877,9
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	1 561,1	1 569,1	1 567,1	1 578,1	1 605,7	1 866,9	1 987,4	1 996,5	1 966,6	2 011,2
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	1 535,2	1 563,0	1 605,7	1 743,3	1 597,0	1 954,8	1 875,7	1 877,9	1 928,1	1 840,4
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	-26,0	-6,1	38,5	165,2	-8,7	87,9	-111,7	-118,6	-38,6	-170,8
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-1,7	-0,4	2,5	10,5	-0,5	4,7	-5,6	-5,9	-2,0	-8,5
Мощность новых скважин, тыс. т	0,0	15,0	0,0	122,1	123,2	42,4	91,0	133,2	120,9	300,7
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	15	5	98	9	50	12	42	12	95
в том числе под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	12	2	2	0
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	891	892	824	861	830	877	883	909	895	991
В том числе нагнетательных в отработке, шт.	30	29	18	34		30	1	39	16	42
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	678	670	728	664	739	758	764	843	776	879
Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	6	0	17	15	10	18	29	24	46
Фонд механизированных скважин, шт.	678	670	728	664	739	758	764	843	776	879
Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	20	0	14	12	2	0

Продолжение таблицы 1.6

Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	2	0	0	0	15	0	1	9	1	14
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	79	68	105	63	110	58	71	58	72	51
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	30	26	55	25	68	28	41	30	42	26
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	39,2	37,2	39,6	46,6	39,3	45,3	44,2	43,2	45,1	39,4
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	39,2	37,2	39,6	46,6	38,6	45,4	44,2	43,0	45,2	39,6
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	37,5	0,0	49,2	112,5	34,8	40,2	66,0	39,2	32,6
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,5	6,7	6,7	7,9	6,5	7,9	7,2	7,0	7,4	6,7
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,5	6,7	6,7	7,8	6,4	7,9	7,2	7,0	7,3	6,5
Средняя приемистость нагнет. скважин по воде, м ³ /сут	203,0	133,2	200,0	211,0	220,0	184,1	120,9	230,0	139,0	162,1
Средняя обводненность действующих скважин, %	83,3	82,0	83,1	83,0	83,3	82,5	83,6	83,7	83,6	82,9
Средняя обводненность переходящих скважин, %	83,3	82,0	83,1	83,3	83,4	82,6	83,8	83,8	83,8	83,7
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	80,8	0,0	58,1	80,0	64,6	63,9	80,0	63,1	54
Добыча жидкости, всего, тыс. т	9 191,6	8 727,6	9 514,0	10 526,4	9 883,0	11 261,9	11 680,0	11 864,7	12 046,3	11 554,5
В т.ч.: из переходящих скважин, тыс. т	9 191,6	8 677,8	9 514,0	10 410,3	9 630,0	11 218,1	11 571,4	11 606,1	11 905,0	11 273,8
из новых скважин, тыс. т	0,0	49,8	0,0	116,1	253,1	43,8	108,7	258,6	141,3	280,7

Продолжение таблицы 1.6

Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	178 014,2	177 518,1	187 299,1	188 044,5	197 182,1	199 306,4	210 915,3	211 171,1	222 961,6	222 722,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	56 420,1	56 455,4	57 962,0	58 247,3	59 609,0	60 217,2	62 132,1	62 151,6	64 112,3	64 124,8
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,077	0,077	0,079	0,079	0,081	0,082	0,085	0,085	0,087	0,087
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	23,3	23,3	23,9	24,1	24,6	24,9	25,7	25,7	26,5	26,5
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,40	1,43	1,46	1,63	1,50	1,79	1,74	1,76	0,82	0,8
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,63	0,65	0,66	0,74	0,68	0,81	0,79	0,80	1,1	1,1
Закачка теплоносителя, тыс. т	1 684,4	1 499,6	3 618,0	1 455,5	4 706,0	1 216,1	1 451,4	1 528,2	2 006,0	1 955,7
Закачка теплоносителя с начала разработки, тыс. т	23 937,3	23 753,4	30 845,0	25 208,9	35 551,0	26 425,0	50 440,4	27 953,2	52 446,4	29 908,9
Закачка воды, тыс. м ³							0,0	23,2	0,0	152,1
Закачка воды с начала разработки, тыс. м ³							0,0	23,2	0,0	175,3
Компенсация отбора: текущая, %	18,3	17,2	38,0	13,8	47,6	10,8	12,4	13,1	12,6	17,2
с начала разработки, %	13,4	13,4	16,5	13,4	18,0	13,3	23,9	13,2	23,6	13,5

Это обусловлено тем, что на протяжении длительного времени с начала разработки залежи отборы нефти из скважин среднего объекта были существенно выше, чем по верхнему и нижнему объектам (рисунок 1.10) в связи с лучшей разбуренностью и вовлечением в разработку большего количества запасов.

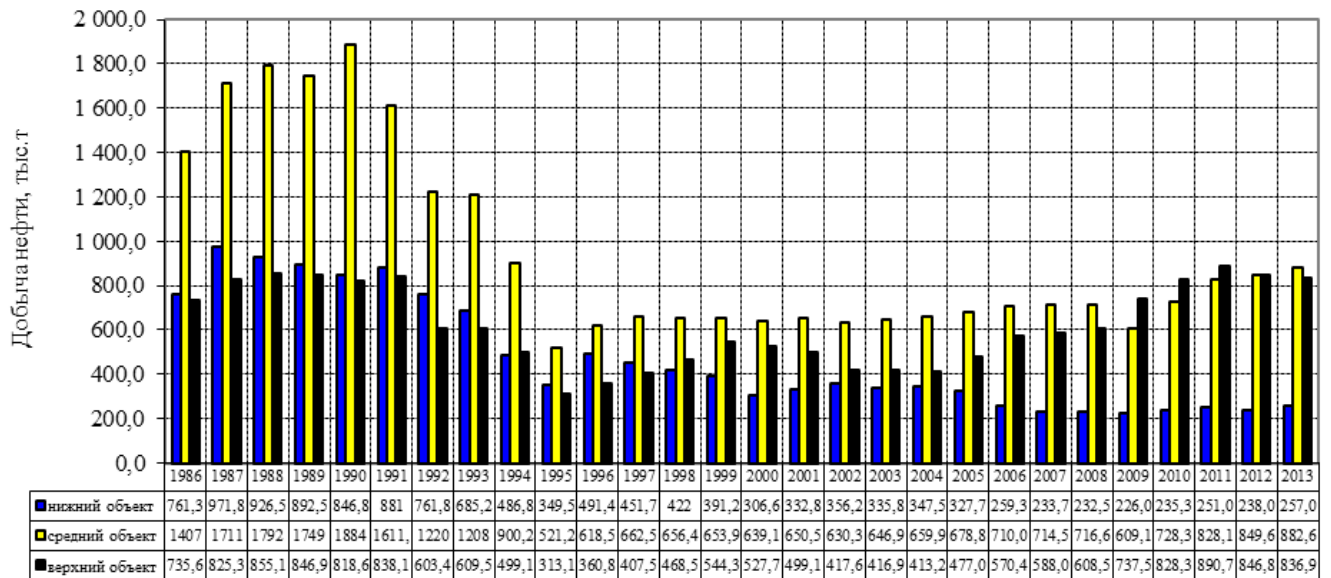


Рисунок 1.10 – Динамика добычи нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения в разрезе эксплуатационных объектов.

Начиная с 2008 года динамика темпов отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов в разрезе эксплуатационных объектов за период 2008–2013 годы изменилась весьма существенно (таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Динамика темпов отбора нефти от НИЗ по пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения за период 2008–2013г.г. в разрезе эксплуатационных объектов.

Объект разработки	Годы					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Нижний	0,31	0,30	0,30	0,30	0,32	0,34
Средний	0,82	0,70	0,80	0,90	0,97	1,0
Верхний	0,76	0,93	1,04	1,11	1,06	1,05
Залежь в целом	0,64	0,65	0,74	0,81	0,80	0,82

Рост добычи нефти по верхнему эксплуатационному объекту составил более 30%, что привело к увеличению выработки запасов практически в 1,5 раза (с 0,74 до 1,05). Это обусловлено увеличением фонда добывающих скважин, связанным с проведением геолого-технических мероприятий по возврату с нижележащих эксплуатационных объектов. Соответственно вовлечение в разработку большего объёма запасов нижнего эксплуатационного объекта остаётся затруднительным, принимая во внимание сокращение эксплуатационного фонда скважин и соответственно объёма добычи жидкости и нефти. В тоже время, учитывая хорошую гидродинамическую связь между объектами разработки по трещинам и зафиксированные перетоки жидкости из одного объекта в другой, следует отметить некоторую условность значений нефтеотдачи по отдельным участкам пермокарбоновой залежи и в разрезе месторождения.

В тоже время начиная с 2006 года фактический объём закачки теплоносителя снизился с 1871 тыс.т до 1216 тыс.т в 2011 году, что в 2,5 – 3,5 раза меньше проектного уровня. С учётом возросших объёмов добычи жидкости компенсация отборов в целом по залежи снизилась с 17% до 10%, что ниже проектного показателя в те же 2,5-3,5 раза. Как правило, снижение компенсации отборов приводит к резкому снижению пластового давления объектов разработки, что в масштабах залежи является существенным дестабилизирующим фактором в части выполнения проектных решений.

В 2013 году отмеченный прирост добычи нефти на 42,1 тыс. т по сравнению с уровнем 2012 года обусловлен, в том числе, и сокращением отбора жидкости на 310,2 тыс. т, что положительно повлияло на перераспределение фильтрационных потоков и снижение темпа падения пластового давления в результате проводившихся в течение 2013 года плановых остановок высокообводненных скважин.

В настоящее время наибольшие текущие отборы нефти (рисунки 1.11, 1.12, 1.13) характерны для зоны ПТВ (все три объекта разработки), а также северной части (средний и верхний объекты разработки) и восточной части (средний объект разработки) залежи.

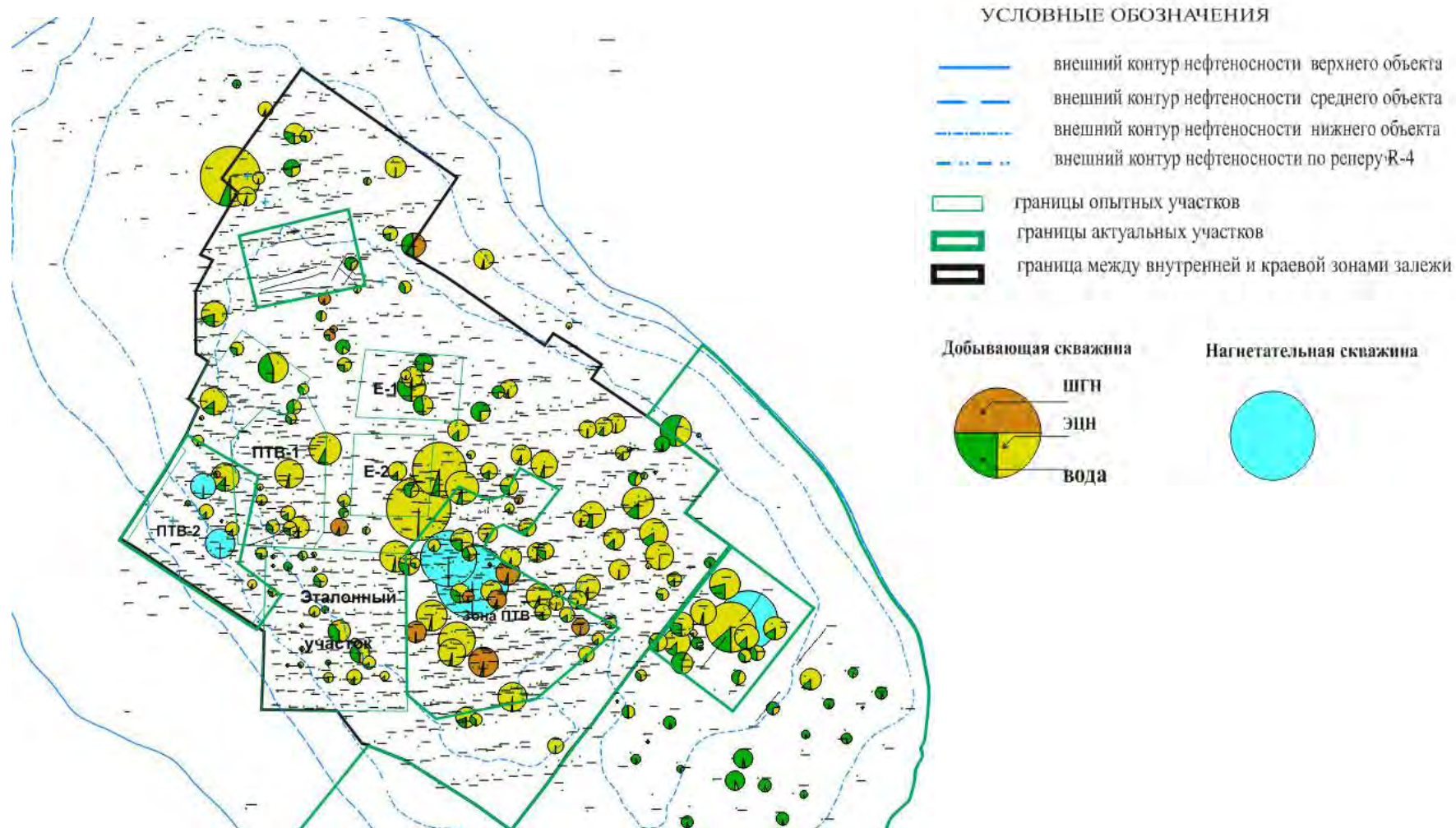


Рисунок 1.11 – Карта текущих отборов по пермо-карбонной залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года по нижнему эксплуатационному объекту.

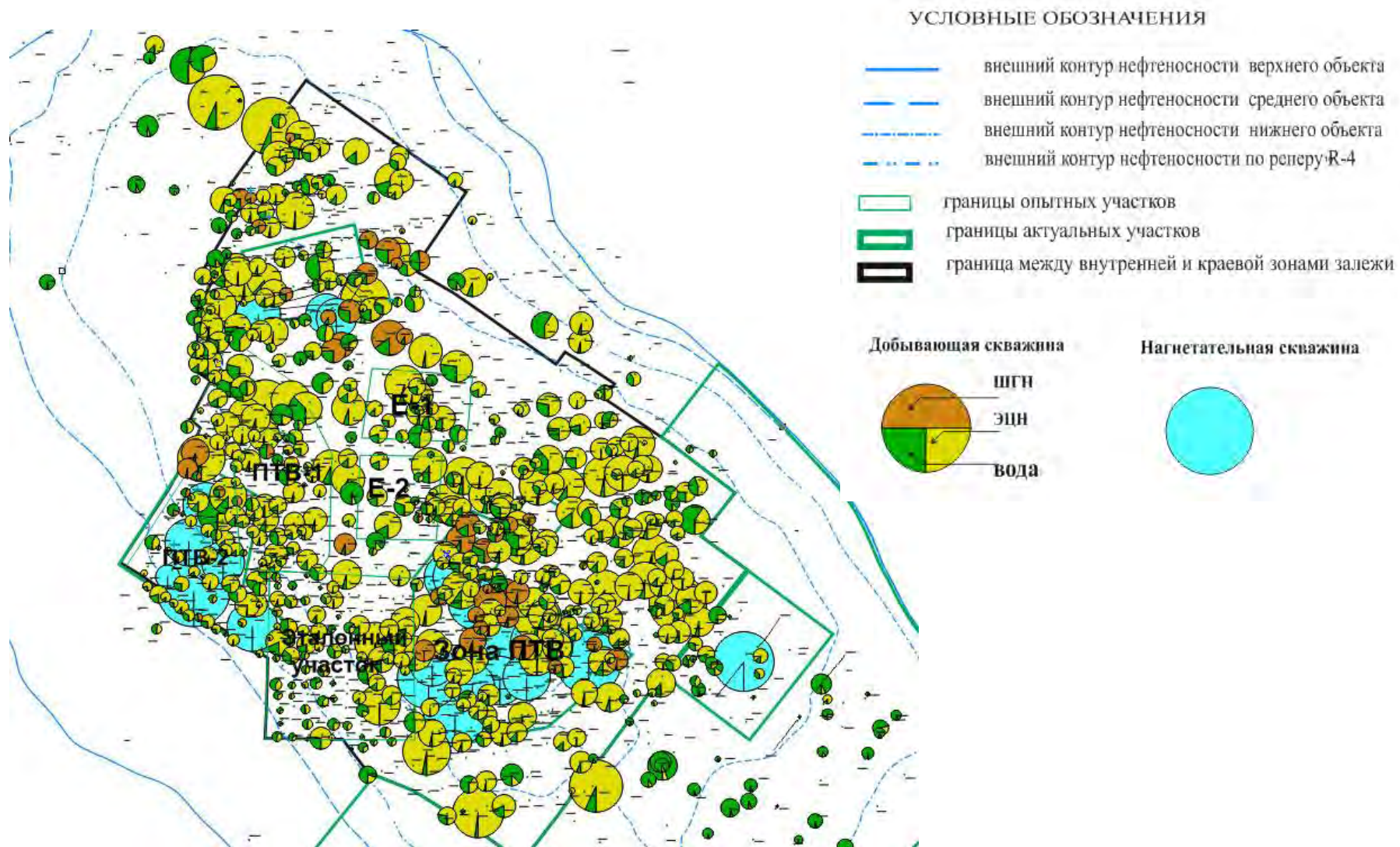


Рисунок 1.12 – Карта текущих отборов по пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года по среднему эксплуатационному объекту.

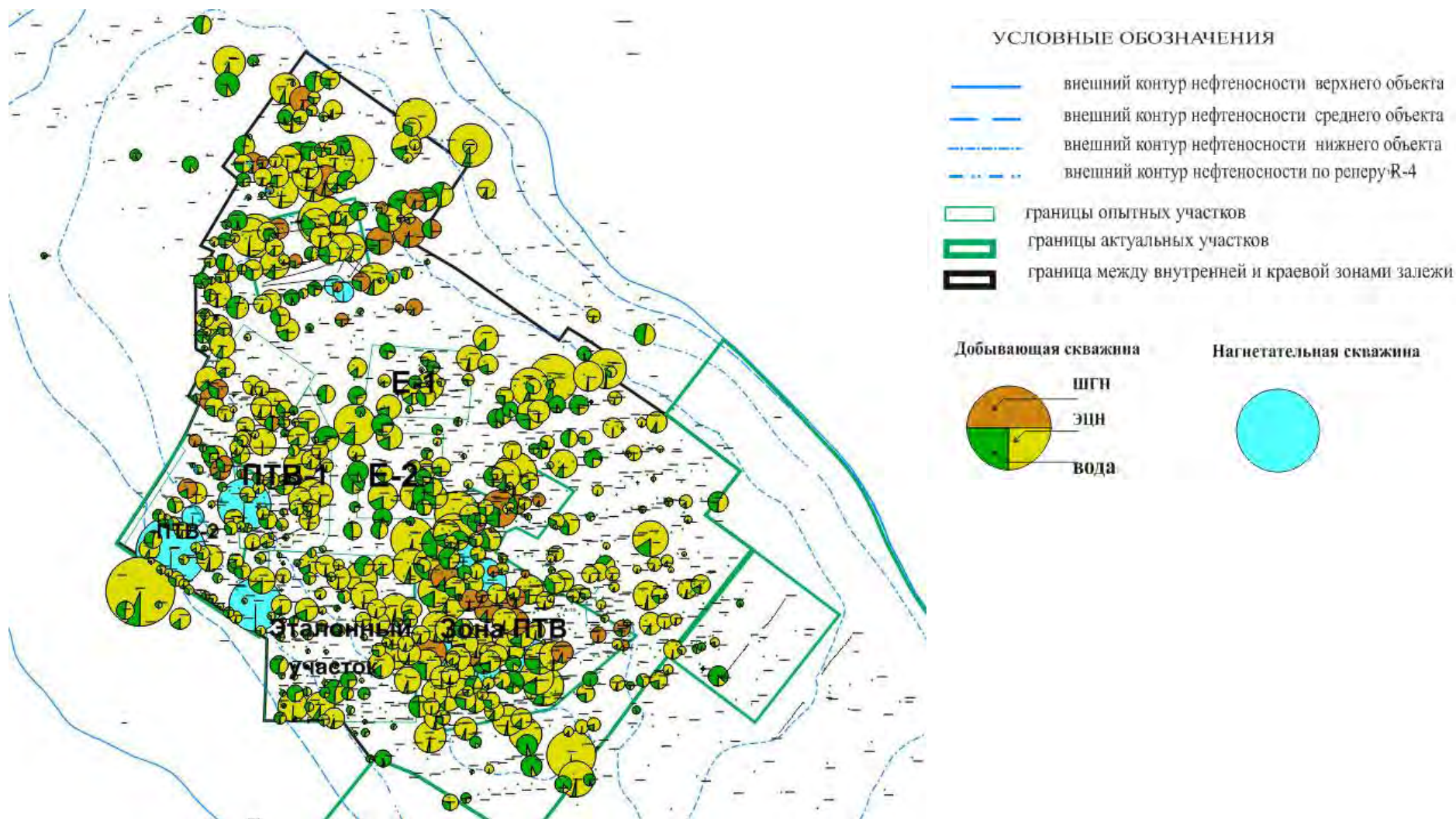


Рисунок 1.13 – Карта текущих отборов по пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года по верхнему эксплуатационному объекту.

В связи с вводом в 2010 – 2013 годах новых добывающих скважин увеличились отборы малообводненной нефти в юго-восточной части залежи (нижний и средний объекты разработки).

Следует отметить, что большая часть запасов залежи (около 85,0 %) разрабатывается на естественном режиме. Поэтому чрезмерное увеличение отбора жидкости не позволяет наращивать нефтедобычу в связи с развивающимся прогрессирующим обводнением добываемой продукции, существенно осложняющим разработку залежи. К 2013 году добыча жидкости по переходящему фонду скважин в целом по залежи составила 11606,1 тыс.т., что на 3000 тыс.т больше чем в 2009 году. Следствием форсирования отборов добычи жидкости по среднему и верхнему эксплуатационным объектам за данный период времени явился рост обводнённости по переходящему фонду скважин с 82% до 84%.

В разрезе объектов разработки пермо - карбоновой залежи Усинского месторождения установлено, что динамика обводнённости нижнего и среднего объектов вплоть до 1996 г. была сопоставимой (рисунок 1.14).

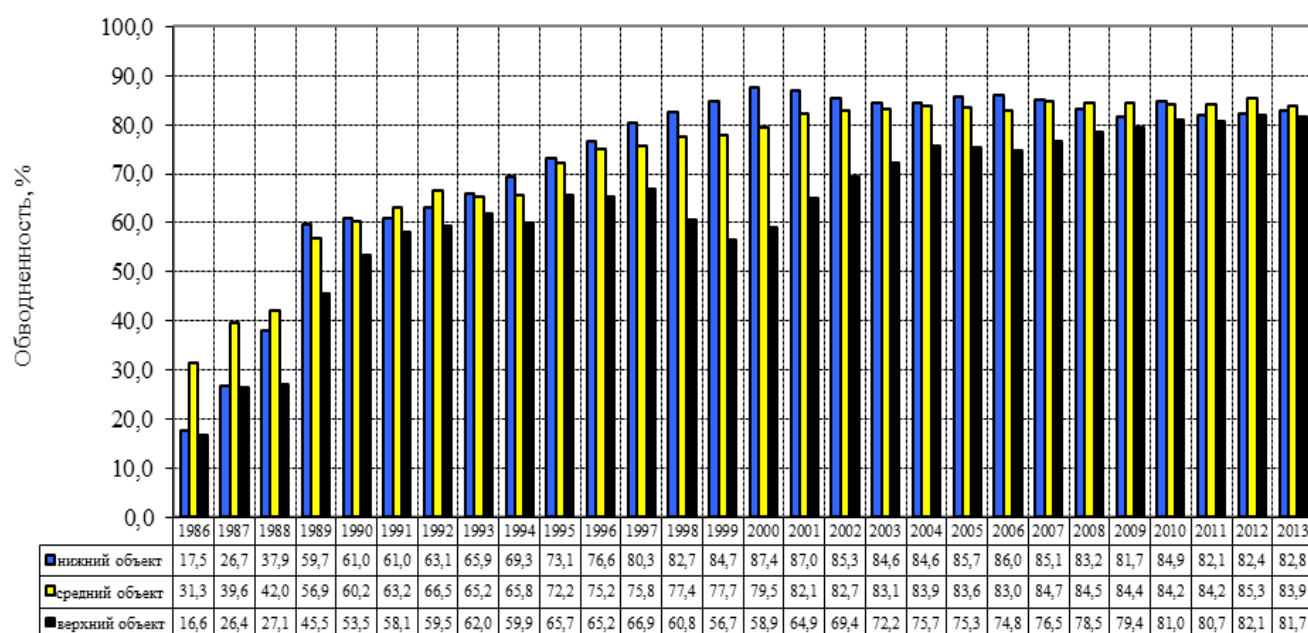


Рисунок 1.14 – Динамика обводнённости продукции скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по эксплуатационным объектам.

В дальнейшем (до 2001 года) обводненность скважин нижнего объекта была на 5 - 8 % выше, чем среднего. В последние годы обводненность скважин этих объектов практически сравнялась. С 2006 по 2009 год отмечалось снижение обводненности действующих скважин нижнего объекта, что обусловлено переводом значительной части высоко обводненных скважин на вышележащие объекты или в консервацию. В последние два года рост обводненности действующих скважин нижнего объекта снова возобновился.

Обводненность скважин верхнего объекта в течение длительного периода разработки залежи была значительно ниже обводненности скважин нижележащих объектов. Однако в течение последних 5 лет темп роста обводненности скважин верхнего объекта существенно опережает темп роста обводненности скважин среднего объекта, что связано с интенсификацией отборов нефти и жидкости из верхнего объекта, в особенности в 2009 – 2012 годах.

1.4. Анализ обводнения залежи пластовыми и пресными водами

В соответствии с гистограммой распределения действующих скважин по степени обводненности во всех трёх эксплуатационных объектах на 01.01.14. (рисунок 1.15) 55 % скважин верхнего и нижнего объектов и более 60 % скважин среднего объекта работают с обводненностью более 70 %. С низкой обводненностью (менее 25 %) работает только 14 % скважин верхнего объекта, 12 % скважин среднего и 9 % нижнего объектов. Всего на 01.01.14 с обводненностью продукции более 90 % эксплуатируются 114 скважин, т.е. 33 % действующего фонда.

Следует отметить, что, из-за вывода в бездействие и консервацию, а также перевода на вышележащие объекты значительной части высокообводненных скважин залежи, текущая обводненность действующего фонда не отражает в полной мере реальную обводненность разрабатываемых площадей залежи.

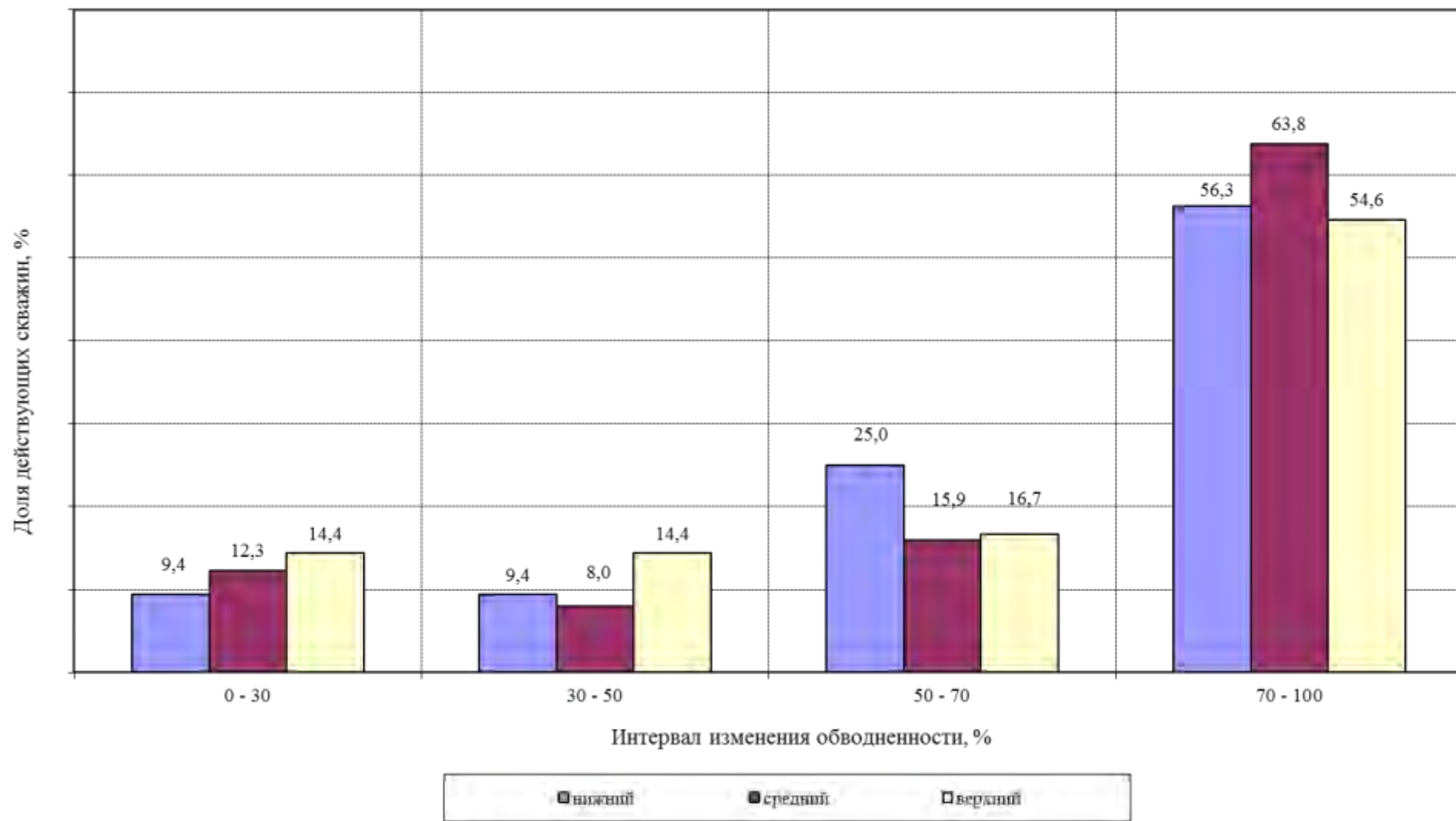


Рисунок 1.15 – Распределение действующих добывающих скважин по степени обводненности.

В целом высокообводненных участков по верхнему объекту в 1,1 раза меньше, чем по среднему и в 1,7 раза меньше, чем по нижнему (таблица 1.8).

Таблица 1.8 – Распределение высокообводненных (> 75 %) и малообводненных (< 25 %) площадей по объектам разработки по состоянию на 01.01.2014.

Показатели	Верхний	Средний	Нижний
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	105 340,6	88 588,7	57 957,1
Разбуренная площадь, тыс. м ²	46 110,0	46 110,0	43 414,6
Площадь с обводненностью более 75 %, тыс. м ²	12 517,2	14 090,6	20 838,0
Процент высокообводненных площадей, %	27,1	30,6	48,0
Площадь с обводненностью менее 50 %, тыс. м ²	14 491	11 509	3 273
Процент малообводненных площадей, %	31,4	25,0	7,5

В связи с интенсивным разбуриванием юго-восточной части залежи увеличилась площадь с обводненностью менее 25 % практически в 2 раза по верхнему объекту и на 15 % по среднему и нижнему объектам. Площадь высокообводненных участков сократилась на 20 % из-за снижения количества скважин действующего фонда с высокой обводненностью со 192 до 114.

Для путей поступления в залежь пластовых вод построены карты обводненности объектов залежи пластовой водой (рисунки 1.16, 1.17, 1.18), доля которой в добываемой продукции определялась по степени минерализации попутной воды.

Механизм поступления в залежь пластовых вод предполагает, что контурные воды внедряются широким фронтом в южной и северо-восточной частях залежи и узкими полосами в западной части, где пробуренные скважины расположены довольно близко к контуру нефтеносности.

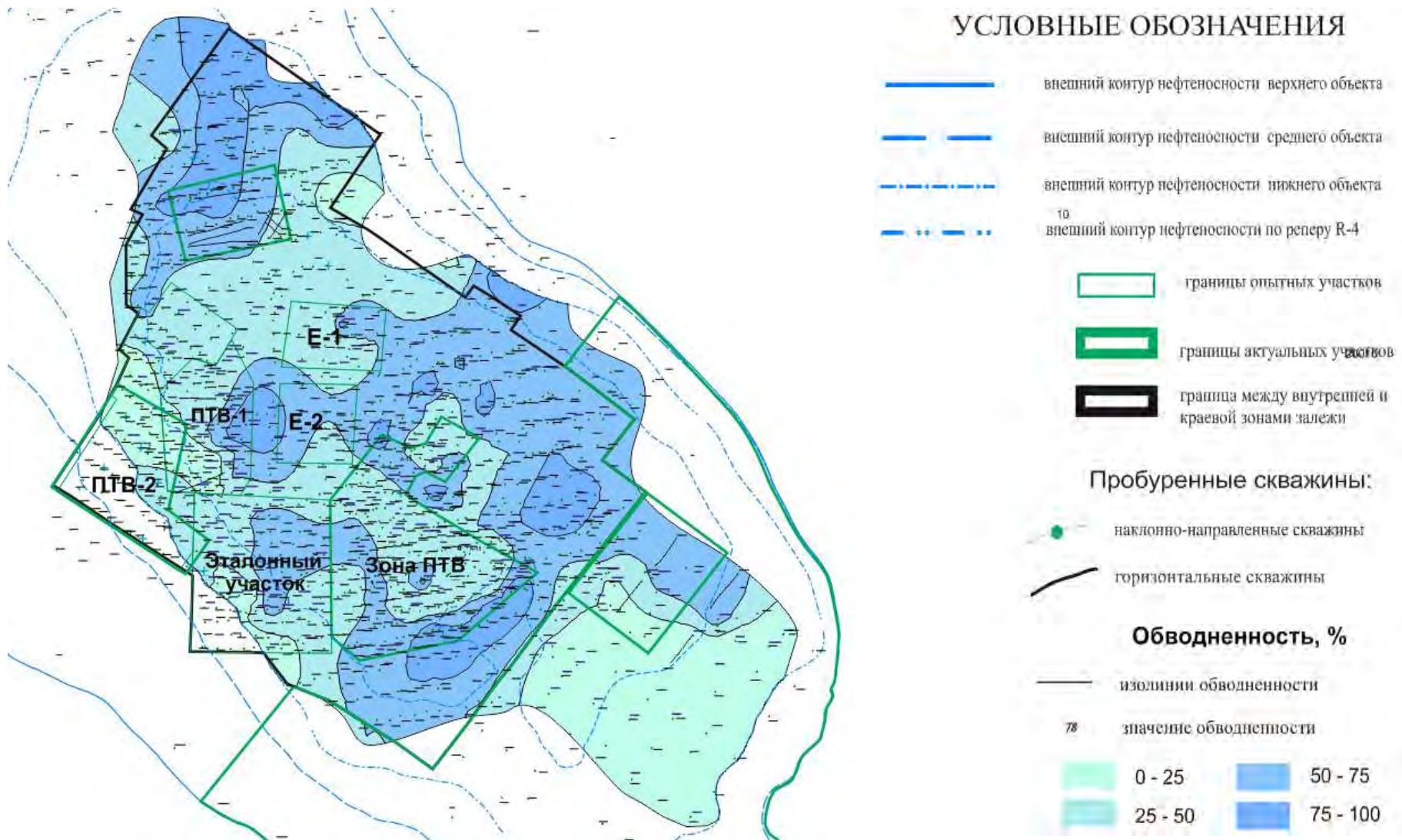


Рисунок 1.16 – Карта обводненности пластовой водой по нижнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

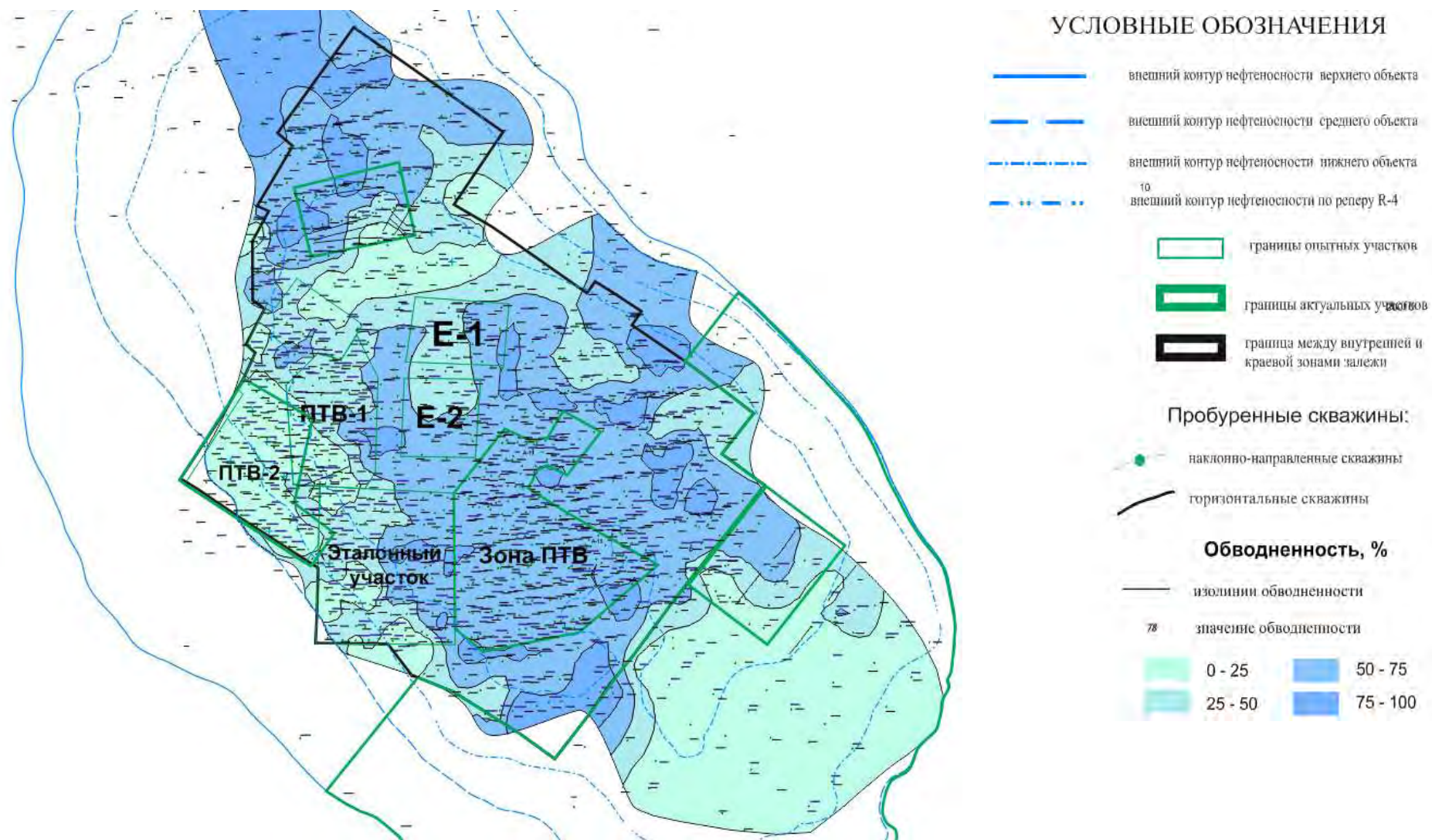


Рисунок 1.17 – Карта обводненности пластовой водой по среднему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

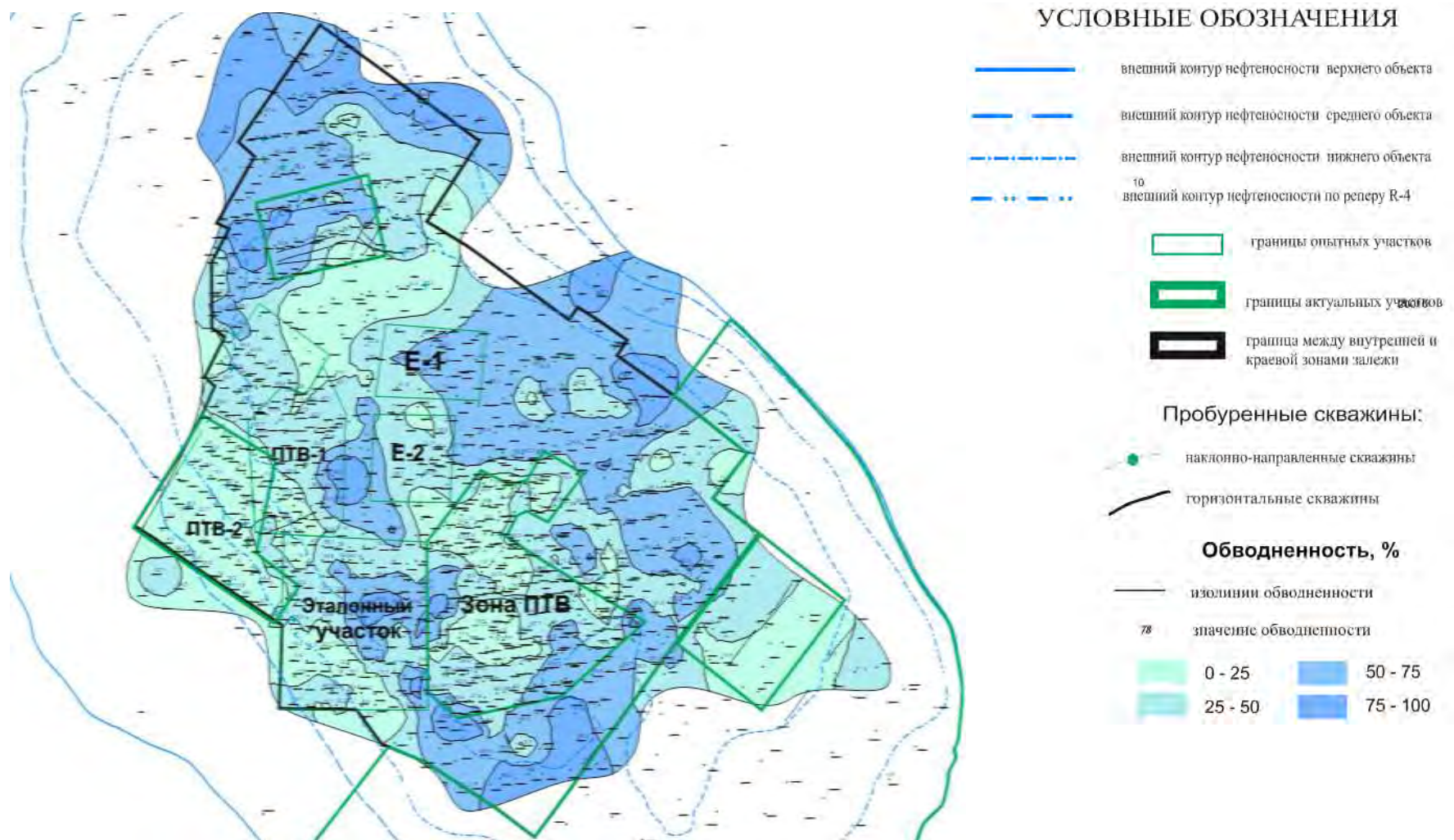


Рисунок 1.18 – Карта обводненности пластовой водой по верхнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

Совпадения в плане обводненных контурных зон по всем трем объектам свидетельствует о том, что они могут быть приурочены к крупным зонам дробления, пересекающим всю толщу залежи.

Что же касается юго-западной и юго-восточной зон залежи, то можно предполагать, что гидродинамическая связь этих зон с законтурной областью значительно хуже. Возможно, контурная вода из-за очень больших расстояний от пробуренных скважин до ВНК пока не достигла разбуренной зоны.

Охват разбуренной зоны залежи тепловым воздействием составляет от 5,3 до 5,8 %, процессом гидродинамического вытеснения пароконденсатом – от 22,4 до 58,5 % (таблица 1.9).

Таблица 1.9 – Значения опресненных и прогретых зон залежи по объектам разработки по состоянию на 01.01.2014.

Показатели	Верхний	Средний	Нижний
Площадь опресненной зоны, тыс. м ²	19582,9	36753,1	12196,7
Доля опресненной зоны от разбуренной, %	38,7	58,5	22,4
Площадь прогретой зоны, тыс. м ²	3686,3	4051,7	н.д.
Доля прогретой зоны от разбуренной, %	5,3	5,8	н.д.

При этом долю прогретой площади по нижнему объекту не представляется возможным оценить из-за отсутствия замеров по скважинам.

Сопоставление карт обводненности эксплуатационных объектов пластовой водой на 01.01.2014 (рисунки 1.19, 1.20, 1.21) с картами обводненности за последние несколько лет показывает, что площадь зон высокой обводненности (более 75 %) постоянно увеличивается, особенно это заметно по нижнему объекту.

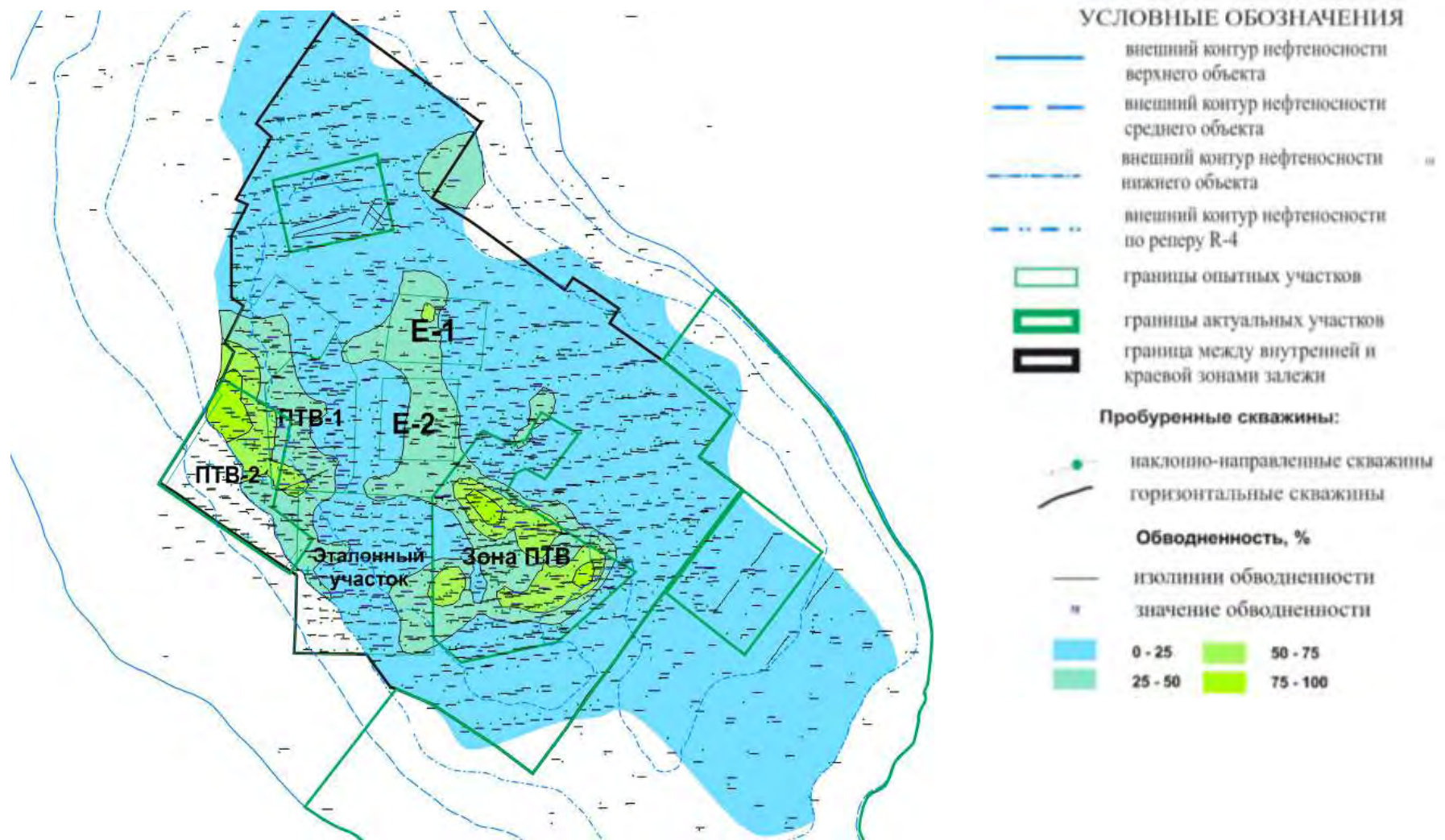


Рисунок 1.19 – Карта обводненности пресной водой по нижнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

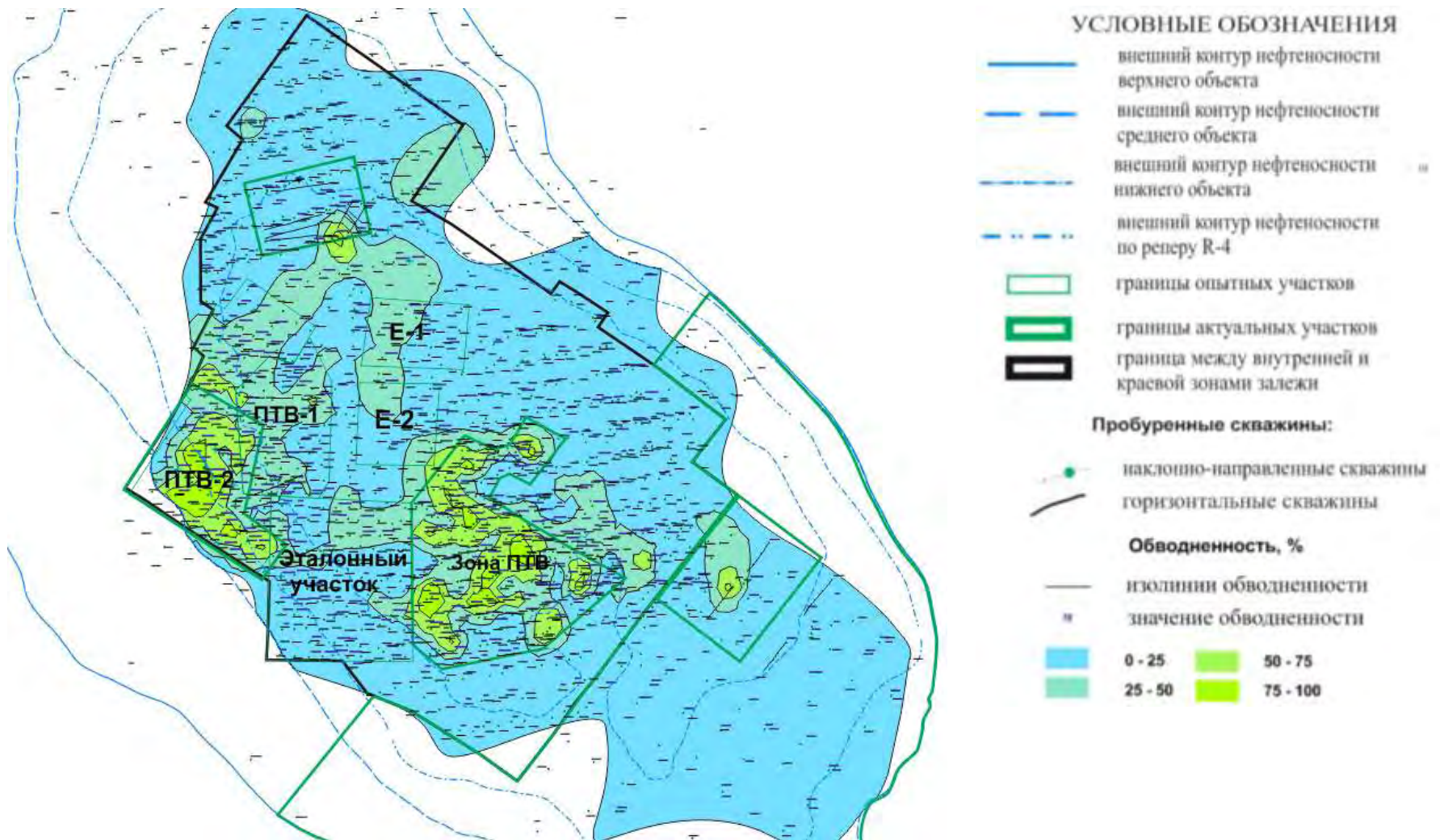


Рисунок 1.20 – Карта обводненности пресной водой по среднему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

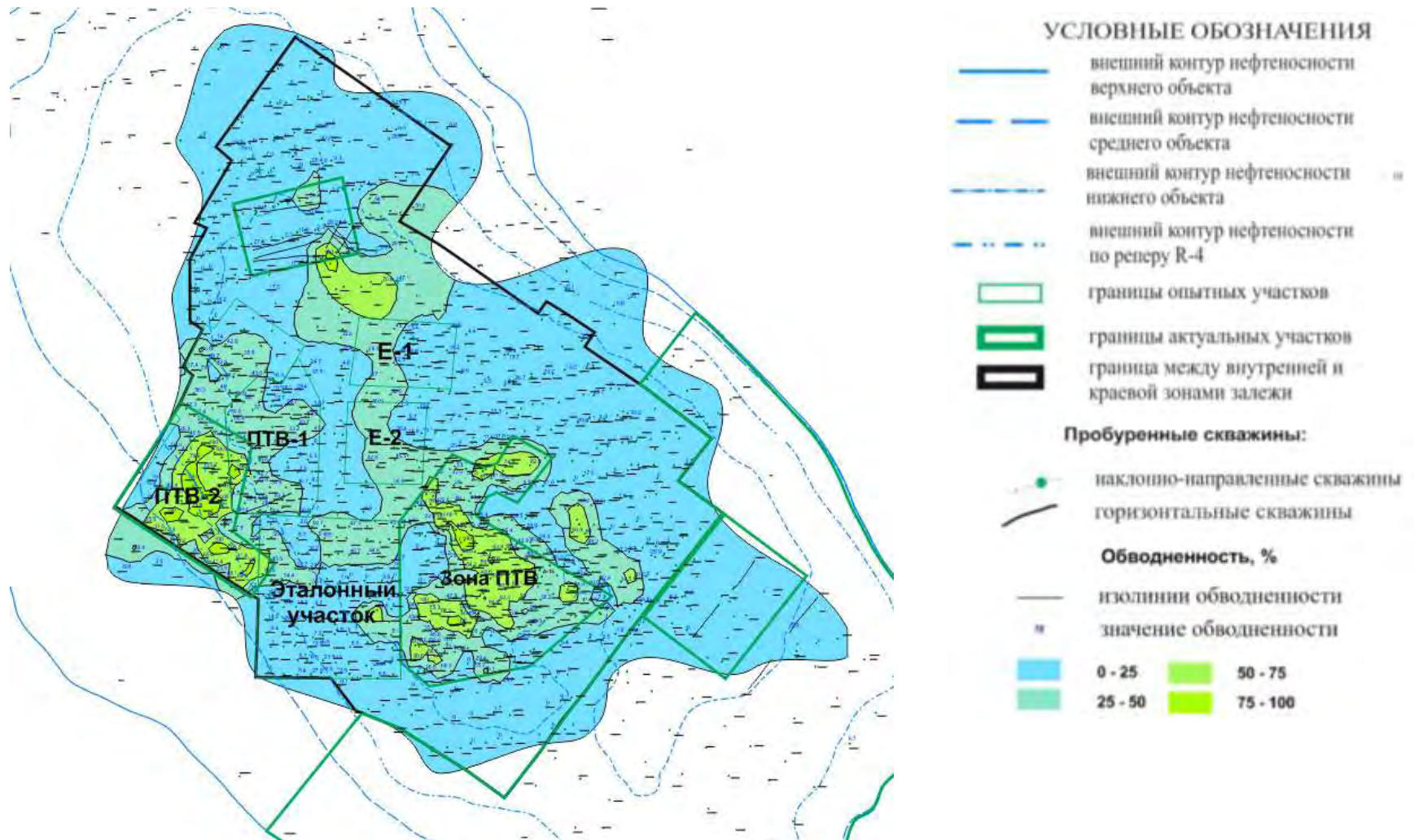


Рисунок 1.21 – Карта обводненности пресной водой по верхнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

При этом происходит сокращение площади зон, обводненных пресной водой по всем эксплуатационным объектам.

Таким образом, активизация поступления в залежь пластовых вод, прежде всего, связана с уменьшением объемов закачки теплоносителя и интенсификацией отборов жидкости.

1.5. Текущая энергетическая характеристика залежи

В границах разрабатываемой нефтепродуктивной толщи вмещающего залежь резервуара, текущее пластовое давление за 37 лет разработки снизилось с 14,04 МПа до 9,534 МПа (среднее на отметке ВНК пластовом давлении в залежи). Резкое снижение давления в залежи наметилось ещё в 2007 году (рисунок 1.22), когда по залежи начали активно проводиться мероприятия по интенсификации добычи жидкости, обусловленные увеличением планов по добыче нефти. Как следствие к началу 2013 года пластовое давление снизилось до 67,8 % от уровня первоначального на зеркале воды.

Текущее давление не только верхнего объекта разработки, но частично среднего и даже нижнего давно преодолели порог ($P_{нас.} = 7,5$ МПа) давления начала дегазации нефти в пластах, что инициировало негативный процесс её «омертвления».

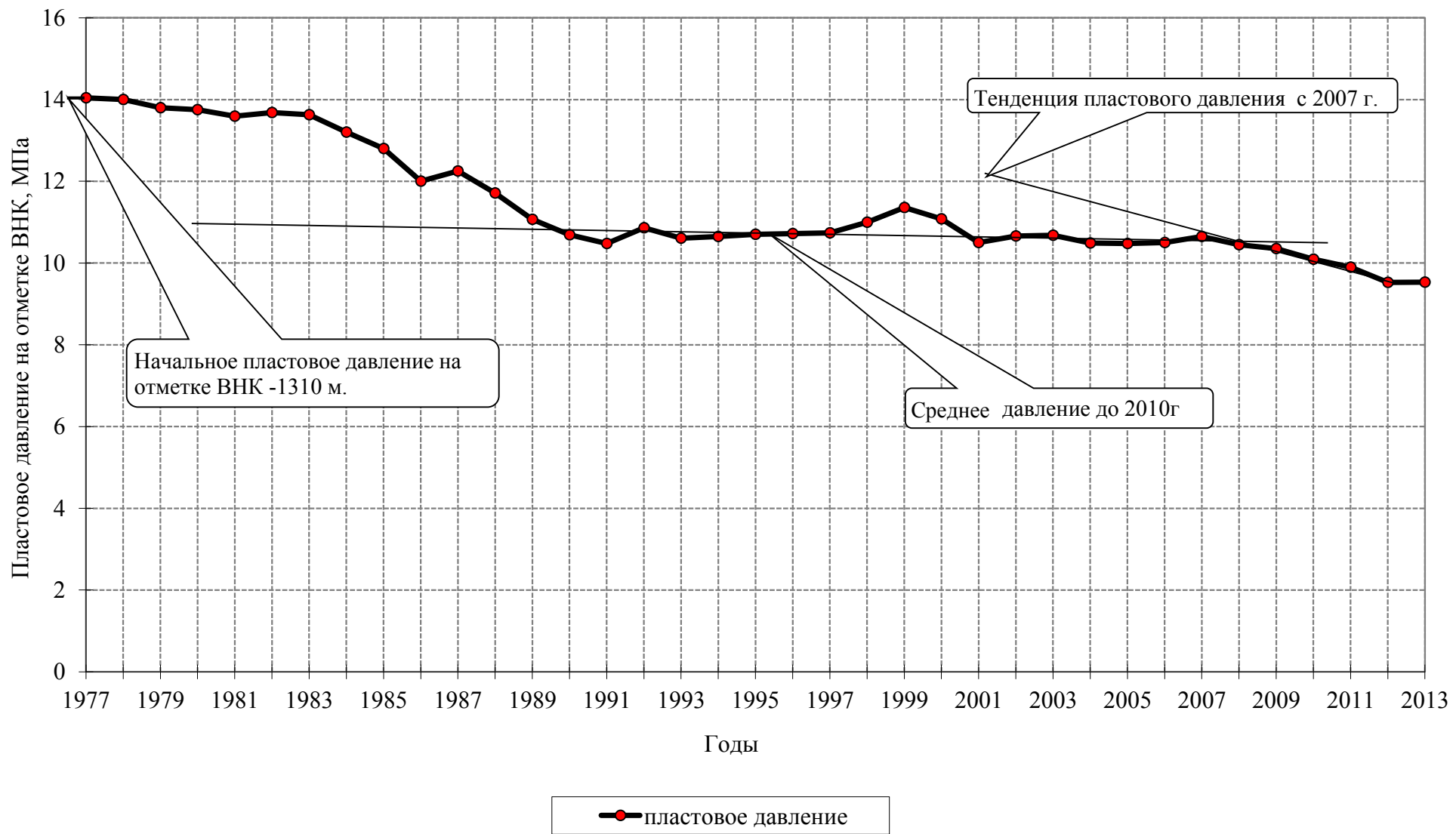


Рисунок 1.22 – Динамика текущего пластового давления

Последний указанный факт по данным организованного с 2011 года учёта добываемого вместе с нефтью попутного газа подтверждается повышением интегрального удельного газового фактора залежи с 40,4 м³/т в 2012 г. до 52,1 м³/т в 2013 году.

Тем не менее, в 2013 году произошёл желаемый перелом тенденции потери давления в залежи. К концу 2013 г. потеря давления составила 32,2 % от величины начального пластового. Средняя величина текущего градиента давления в продуктивной толще в настоящее время не превышает 0,68 МПа/100 м. Несмотря на то, что подъём на 0,005 МПа текущего пластового давления в сравнении с давлением на 01.01.2013 г. (9,529 МПа) очень незначительный, данный факт следует считать весьма позитивным, т.к. впервые с 2007 года подтверждается успешность изменений в стратегии разработки, направленных на борьбу за восстановление энергии объектов.

Анализ карт изобар, представленных на рисунках 1.23, 1.24, 1.25, с целью выяснения последствий общего снижения давления в объектах разработки позволяет видеть, что наиболее уязвимым оказывается верхний, основной по запасам и наименее выработанный объект разработки. Для верхнего и других объектов сделаны вычисления площадей, где в настоящее время с той или иной интенсивностью происходит дегазация нефти в пластовых условиях. В 2013 г. площади верхнего объекта, на которых существовали таковые условия, составляли 77 % от площади нефтеносности залежи, а в среднем объекте таких площадей насчитывалось 41 %, незначительно вовлечён в этот процесс и нижний объект, где подобных площадей около 6 %.

Текущее пластовое давление (6,568 МПа) на глубине залегания срединной плоскости верхнего объекта в настоящее время ниже давления насыщения (7,5 МПа) нефти газом, на 13,6 %. С учетом депрессий, развиваемых работающими насосами, забойные давления подолгу остаются на уровне 5 и менее МПа. По этой причине в объектах локализуются зоны скопления свободного газа, проявления которого чреваты серьёзными осложнениями и при эксплуатации и при ремонтах скважин.

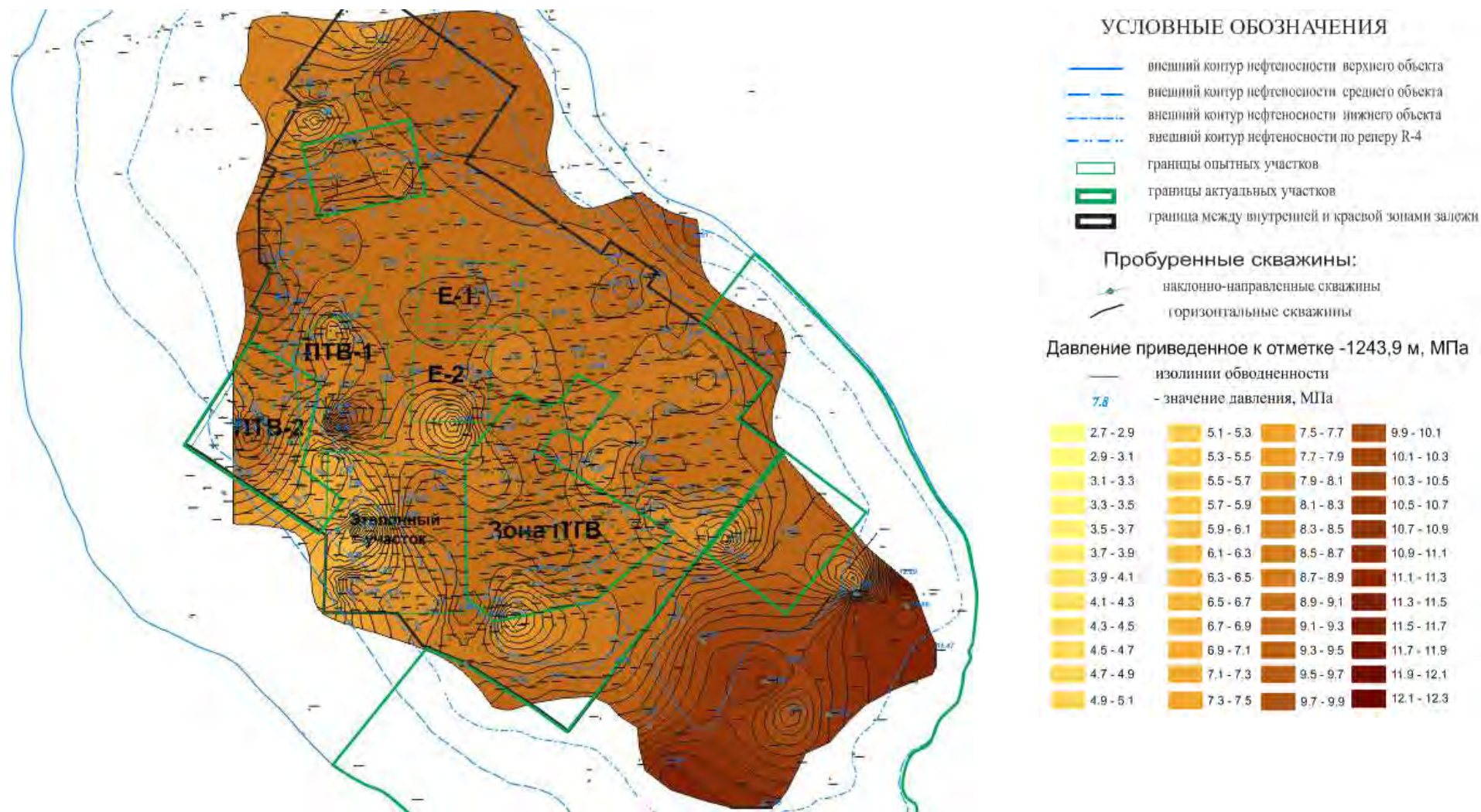


Рисунок 1.23 – Карта пластовых давлений по нижнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

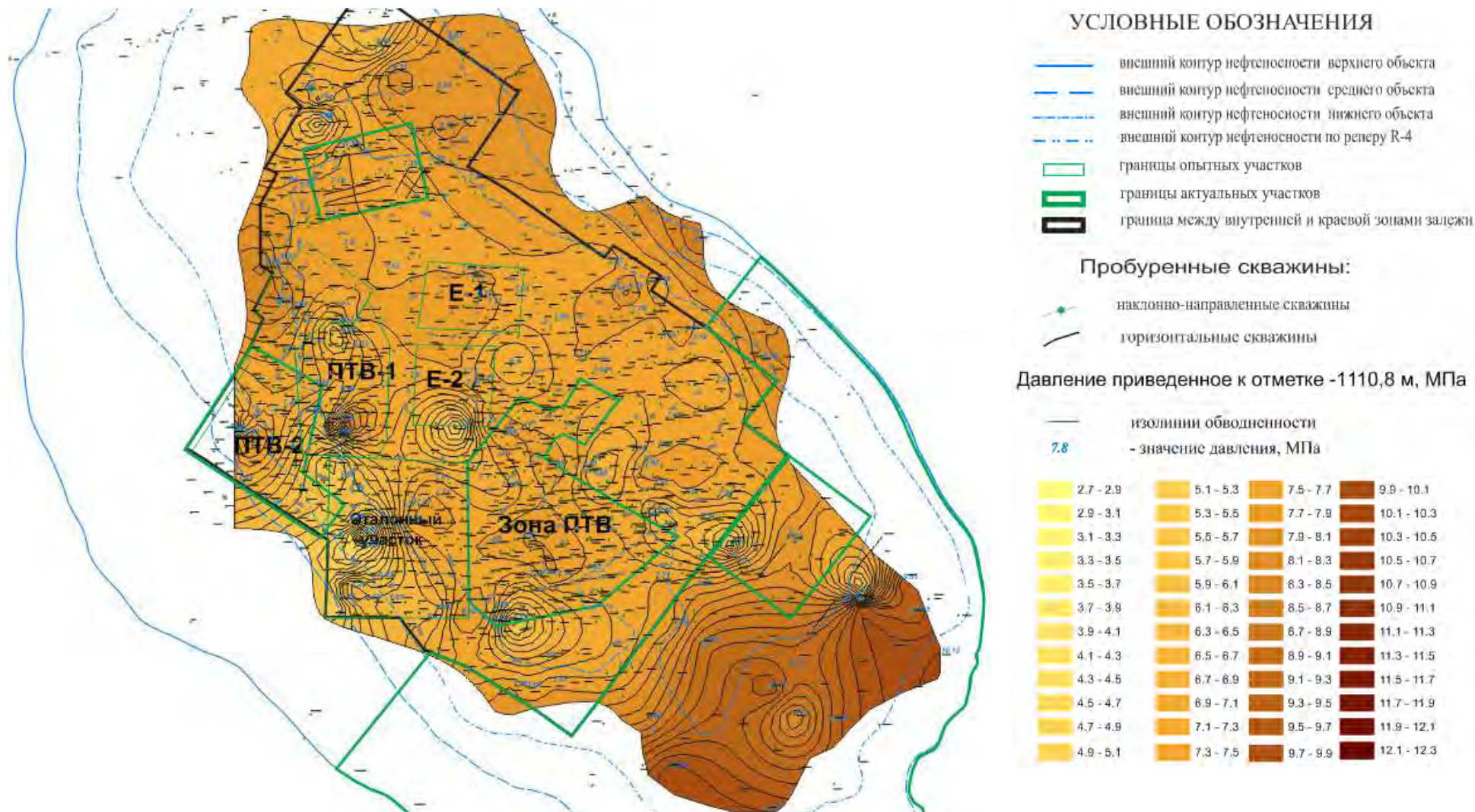


Рисунок 1.24– Карта пластовых давлений по среднему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

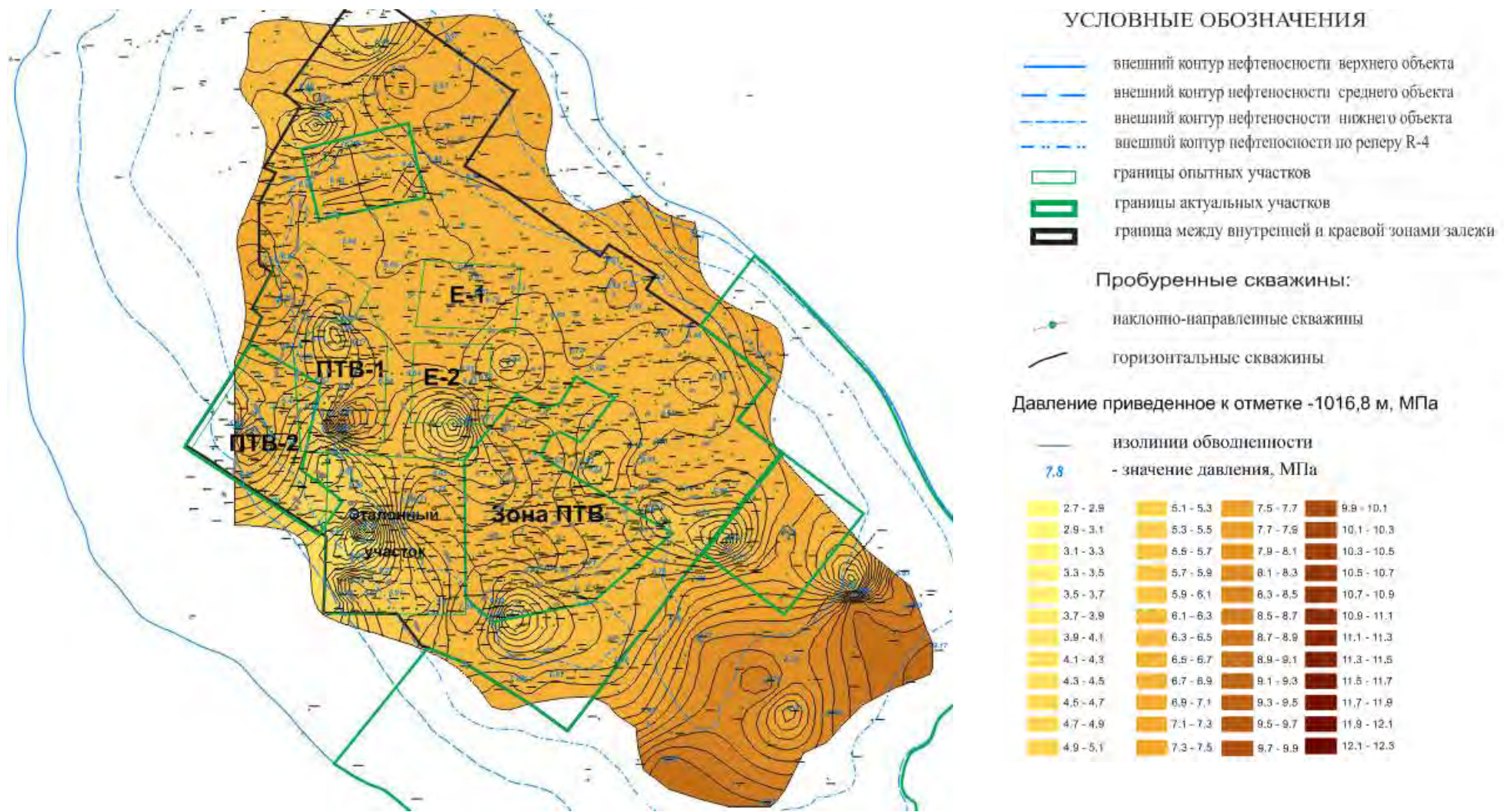


Рисунок 1.25 – Карта пластовых давлений по верхнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбонной залежи Усинского месторождения на 01.01.2014 года.

Средне-статистическая добывающая скважина залежи имеет статический уровень 378 м от устья, а работает с динамическим уровнем 488 м при давлении в затрубье 1,35 МПа. Динамические уровни в высокопродуктивных скважинах лишь незначительно отличаются от статических. Высокие динамические уровни обусловлены вспениванием жидкости в затрубном пространстве скважин при поступлении в это пространство попутного газа из пласта. Депрессии высокопродуктивных скважин могут быть настолько малы, а времена восстановления давления так коротки, что интерпретация их наблюдений с целью определения параметров фильтрации невозможна.

Оцениваемая по осреднённым показателям уровней депрессия в зоне ведения разработки составляет 110 м столба нефтесодержащей жидкости (принятая для пересчета плотность жидкости равна 1030 кг/м^3). Ориентировочный добывной потенциал залежи по жидкости составляет 28450 т/(сут·МПа), из которых 23580 т/(сут·МПа) – это реализуемый ежесуточно потенциал добычи воды, а 4870 т/(сут·МПа) – текущий потенциал нефтедобычи. По сравнению с прошлым годом, несмотря на достижение большей добычи нефти, потенциал добычи нефти понизился на 6,4 %, в 2012 г. он оценивался равным 5200 т/(сут·МПа). Большая добыча нефти при объективно меньшей продуктивности и прочих равных условиях извлечения нефти может быть объяснена только большим числом действующих скважин.

Смешение замеров давления в разных зонах и последующее их взвешивание по всей площади нефтеносности подводят к выводу о росте средневзвешенного давления в резервуаре залежи в целом (таблица 1.10).

Таблица 1.10 – Средневзвешенное пластовое давление участков пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Название участка	Количество скважин с определениями пластового давления по годам				Охват фонда скважин участков замерами пластового давления по годам, %				Величина приведенного к ВНК средневзвешенного пластового давления по годам							
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010		2011		2012		2013	
									МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²
На контуре питания									14,043	143,00	14,043	143,00	14,043	143,00	14,043	143,00
На контуре залежи									11,800	120,16	11,800	120,16	11,000	112,02	11,000	112,02
Залежь в целом	335	377	392	546	29,9	33,7	33,6	45,0	10,092	102,77	9,896	100,77	9,529	97,04	9,534	97,09
Зона ПТВ															9,567	97,42
Внутренняя зона													9,523	96,97	9,43	96,03
Краевая зона													9,6	97,76	10,79	109,88

Однако отдельное рассмотрение состояния энергии внутренней, находящейся в длительной разработке, зоны этот вывод не подтверждает. Здесь отмечается только изменение (уменьшение темпа падения) в тенденции динамики пластового давления. В связи с этим в таблице 1.10 пластовая энергия внутренней зоны залежи оценена отдельно. То же самое сделано и для краевой зоны ввиду того, что исследования новых скважин, пробуренных в 2013 году вблизи внешнего контура нефтеносности залежи, как и в предыдущие годы, подтверждают отсутствие здесь начального пластового давления, хотя и обнаруживают его превышение над текущим давлением во внутренней зоне залежи.

На основании анализа данных приведенных пластовых давлений рассчитаны величины пластовых давлений для основных участков разработки (таблица 1.11).

Таблица 1.11 – Текущие пластовые давления по эксплуатационным объектам пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Объект	Год	Средневзвешенное пластовое
		давление, МПа
Верхний объект	2009	7,39
	2010	7,126
	2011	6,933
	2012	6,566
	2013	6,568
Средний объект	2009	8,341
	2010	8,077
	2011	7,883
	2012	7,516
	2013	7,519
Нижний объект	2009	9,687
	2010	9,423
	2011	9,228
	2012	8,861
	2013	8,865

В 2013 году продолжались работы по переводу на залежь бездействующих скважин нижележащих истощенных залежей Усинского месторождения. Вторичное вскрытие продуктивных пластов в них предоставило возможность

оценить давление и степень обводнения объектов разработки в межскважинном пространстве длительно эксплуатирующих залежь добывающих нетранзитных скважин. Отчасти, эти возвратные скважины можно причислить к оценочным.

Как оказалось, упомянутое межскважинное пространство на площадях и в разрезе характеризуется такими же показателями текущего пластового давления и обводнённости, какие присутствуют в зонах дренажа длительно действующих скважин ближайшего окружения. Выполненные оценки говорят о площадной и вертикальной гидродинамической связанности залежи, к тому же указывают на то, что новым уплотняющим скважинам будут присущи проблемы обводнения, аналогичные добывающим нетранзитным скважинам.

Таким образом, в настоящий момент залежь находится в состоянии энергетического дисбаланса, заявлявшего о себе фактами повсеместной активизации упругих сил из-за инерционного отставания природной (спонтанное внедрение пластовой законтурной воды) компенсации извлеченной при разработке жидкости. Разбалансированность энергетических составляющих режима, вызвавшая потерю пластовой энергии и дестабилизацию разработки, сохраняется, её последствия однозначно негативны.

1.6 Режим разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

Энергетический потенциал залежи определяется гидравлическим давлением напора пластовых вод вмещающего бассейна, энергией литостатического давления, энергией гравитационного потенциала, энергией растворенного газа и энергией термического расширения среды и нефти. Долевым вкладом гравитационной и термической составляющих из-за их малости допустимо пренебречь. Можно только констатировать, что энергия тепла играет свою положительную роль в деле увеличения энергетического потенциала залежи, а проявления гравитации в условиях напорной фильтрации несущественны.

Барическая составляющая генерируется двумя природными и одним искусственным источниками энергии:

- гидравлическим напором вод водоносного бассейна,
- литостатическим давлением перекрывающей залежь толщи горных пород,
- принудительным поддержанием давления закачкой конденсата пара.

К 2014 году стратегический курс на увеличение добычи нефти через форсирование извлечения жидкости из залежи претерпел изменение, что позволило стабилизировать текущее пластовое давление и соответственно снизить угрозу пластовой дегазации нефти. В 2013 году добыча жидкости (относительно достигнутой в предшествующем 2012 году) сократилась на 310,2 тыс.т. При этом в виде теплоносителя оказалось закачано на 556,4 тыс. т больше, что позволило довести показатель компенсации отбора до 18,2 %.

Впервые за 10 последних лет, достигнут прирост добычи нефти не только без увеличения добычи жидкости, но даже при её снижении. Этому способствовал массовый ввод в разработку новых мало обводнённых скважин приконтурной области залежи. Наряду с увеличением показателя по добыче нефти снижен на 0,8 % показатель обводнённости и на 0,29 т/т водонефтяной фактор добываемой продукции.

Эмпирически найдена величина минимально необходимого уровня компенсации, который способен обеспечивать без потери давления задаваемый отбор нефтесодержащей жидкости. Эта величина не должна быть ниже 18 %. Недостающие до полной компенсации 82 % жидкости поступают в залежь в виде пластовой минерализованной воды из водоносного бассейна, к которому приурочена залежь. Вероятно, не случайно указанная величина недокомпенсации совпадает с достигнутой обводнённостью продукции залежи. В истекшем году показатель компенсации отбора рассчитан равным 18,2 %, это объясняет отмеченную в 2013 году остановку падения давления.

Напорная составляющая (естественная гидравлическая энергия) играет определяющую роль в энергетическом балансе залежи. Снижающееся среднее давление последних лет свидетельствует о том, что ранее существовавший водонапорный режим дополняется ещё двумя составляющими –

высвобождающейся энергией упруго-напряженного состояния насыщенной среды и энергией расширяющегося в пласте, выделившегося из нефти растворенного газа.

Запас природной энергии упругого сжатия в объеме залежи в целом активизировать в настоящее время не представляется возможным, т.к. дальнейшее снижение давления в залежи приведет к ещё большей активизации процесса дегазации нефти непосредственно в пластах-коллекторах.

В настоящее время основная добыча нефти из залежи осуществляется доотмывом при высоких скоростях фильтрации в промытых высокопроницаемых зонах и медленным (вплоть до полного отсутствия фильтрации) вытеснением незначительно разгазированной нефти из порового объема коллекторов пластовой и пресной водой. Термическая составляющая генерируется искусственно, при подведении к нефтенасыщенным пластам дополнительного тепла, аккумулированного в закачиваемом в пласт теплоносителе.

За счет подводимого тепла происходят изменения внутренней энергии нефти, приводящие к увеличению её объема и снижению динамической вязкости. Упомянутые процессы происходят не только в ПЗС, но и на значительном удалении от нагнетательных скважин, как это следует из карт распространения теплового фронта.

Таким образом, текущий режим разработки пермско-каменноугольной залежи может быть охарактеризован как упруго-водонапорный, вступивший в начальную фазу (по данным о нарастающем газовом факторе) развития режима растворенного газа. Преобладающей остается водонапорная составляющая энергии питающего залежь водоносного бассейна.

Выводы по главе 1

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения является массивной, сводовой.

Для залежи характерна крайняя степень неоднородности фильтрационно - емкостных свойств, как по разрезу, так и по площади. В результате наличия развитой системы высокопроницаемых трещин залежь является гидродинамически единой, что подтверждено результатами лабораторных исследований кернового материала, данными ГИС и ГДИС, а также анализом разработки залежи.

Основная проблема разработки залежи в настоящее время связана с тем, что она ведется в условиях падающего пластового давления с постоянно нарастающей обводненностью добываемой продукции и дегазацией нефти в верхнем и среднем эксплуатационных объектах. Без наращивания компенсации отборов начавшаяся дегазация объектов разработки будет только углубляться. В тоже время дальнейшая интенсификация разработки залежи во взятом темпе не может быть реализована только за счет компенсации отборов природными силами.

Проведение геолого-технических мероприятий по восстановлению энергии пласта путем сокращения отборов жидкости из высоко обводнённого фонда, а также по увеличению объемов закачки является одной из приоритетных задач на ближайшую перспективу разработки залежи. Как следствие, реализация данных мероприятий позволит использовать ещё достаточно высокий потенциал упругой энергии залежи в целях наращивания добычи нефти.

ГЛАВА 2 ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ВЫДЕЛЕНИЕ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ТРЕЩИННЫХ ЗОН В ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩЕ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Геологическое строение месторождения и залежи

Геологический разрез Усинского месторождения изучен от силурийских до четвертичных отложений. Общая толщина осадочного чехла по сейсмическим данным оценивается в 7 км. Характеристика осадочной толщи представлена на сводном литолого-стратиграфическом разрезе (рисунок 2.1).

Палеозойская группа – PZ. Вскрытая толщина палеозойских отложений изменяется от 3287 до 4103 м и представлена в объеме ордовикского, силурийского, девонского, каменноугольного и пермского возрастов.

Силурийская система - S. Отложения силурийской системы, толщиной от 408 до 1073 м представлены известняками, мергелями и доломитами.

Девонская система – D. Отложения девонского возраста представлены всеми отделами: нижним, маломощным средним (вплоть до выпадения из разреза) и верхним.

Нижний отдел – D₁. Отложения повсеместно развиты на площади залежи, сложены карбонатами, толщиной до 848 м.

Средний отдел – D₂. Отложения в объеме эйфельского и живетского ярусов литологически представлены терригенными породами – нефтенасыщенными кварцевыми песчаниками, аргиллитами и глинисто-алевролитовыми разностями.

Верхний отдел - D₃. Верхнедевонские отложения в объеме франкского и фаменского ярусов несогласно залегают на породах среднего девона. Толщина отложений меняется от 925 до 1079 м; отложения представлены глинами, мергелями, песчаниками, глинистыми известняками и доломитами.

Каменноугольная система – С. Отложения каменноугольной системы залегают на девонских отложениях с перерывом и представлены нижним, средним и верхним отделами, общей толщиной от 408 до 1042 м.

Нижний отдел - С₁ представлен в объеме визейского, серпуховского и намюрского ярусов. Толщина отложений меняется от 271 до 613 м. Литологически отдел представлен карбонатной толщей в разной степени глинистой.

Средний отдел - С₂. Отдел выделяется в составе башкирского и московского ярусов. Толщины изменяются от 137 м на севере до 349 м на юге залежи.

Башкирский ярус (С_{2b}) представлен органогенными, в основном водорослевыми и органогенно-обломочными известняками, нефтенасыщенными и водонасыщенными в зависимости от гипсометрического положения. Толщины изменяются от 55 до 105 м.

Московский ярус (С_{2m}) представлен органогенными, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными известняками, часто трещиновато-пористыми, кавернозными и нефтенасыщенными, встречаются доломиты известковистые с прослоями вторичных мелкозернистых разностей. Наряду с доломитизацией в верхней части разреза отмечается окремнение карбонатных пород. Толщина яруса меняется от 48 – 82 м на севере и юго-востоке до 210 – 244 м на юго-западе и западе залежи.

Верхний отдел С₃. Отдел выделяется в составе неразделенных касимовского и гжельского ярусов (С_{3(k+g)}). Толщины отдела изменяются от 75 м на юго-западе до 125 м на севере залежи. Отложения отдела представлены известняками органогенными, органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными, обломочными, а также сгустковато-комковатыми разностями, иногда брекчиевидного облика, нефтенасыщенными, порово-кавернозно-трещиноватыми. Главными порообразующими компонентами в органогенных известняках являются целые скелеты органических остатков, представленные криноидеями, мшанками, форамениферами.

Пермская система - Р. В составе системы выделены нижний и верхний отделы.

Нижний отдел Р₁. В нижнем отделе выделяются нерасчлененные отложения ассельского и сакмарского ярусов, представленные органогенно-детритовыми, органогенными преимущественно мшанково-криноидными известняками, нефтенасыщенными, иногда рыхлыми и пористыми. Преобладают низкопористые, трещиноватые разности. Вскрытая толщина отложений меняется от 0 до 128 м.

В верхней части отдела выделяются отложения, представленные глинами, мергелями, известняками, песчаниками и алевролитами полимиктовыми, возраст которых предположительно кунгурский. Толщины колеблются от 0 до 56 м.

Верхний отдел – Р₂. Верхнепермские отложения представлены в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов; сложены глинами зеленовато-серыми, коричневыми и красно-коричневыми, алевролитистыми и песчанистыми, часто известковистыми; песчаниками полимиктовыми, зеленовато-серыми и коричневыми. Толщина отложений отдела колеблется в значительных пределах от 106 до 817 м.

Мезозойская группа – МZ. Мезозойские отложения на залежи представлены триасовой и юрской системами, толщиной от 780 до 1240 м терригенными отложениями: прослаиванием полимиктовых песчаников, пестроцветных глин и глинистых алевролитов.

Кайнозойская группа – КZ. На размытой поверхности нижележащих отложений залегают четвертичные осадки, представленные песками, галькой, суглинками, толщиной от 73 до 130 м.

В тектоническом отношении Усинское месторождение приурочено к одноименной антиклинальной структуре, осложняющей южную оконечность Колвинского мегавала Печорской синеклизы.

В современном структурном плане Колвинский мегавал представляет собой систему кулисообразно расположенных крупных антиклинальных складок северо-западного простирания, осложненных в свою очередь более мелкими куполовидными поднятиями.

Усинская структура представляет собой асимметричную антиклинальную складку северо-северо-западного простирания. По кровле нижнепермских отложений по замкнутой изогипсе (- 1900) м Усинская структура имеет размеры 61·11-19,5 км. Амплитуда поднятия составляет около 915 м. Структура имеет асимметричные крылья: пологое и широкое - западное, углы падения которого составляют 2 - 7° и довольно крутое восточное - с углами падения до 25°.

Амплитуда и асимметричность структуры начинают сглаживаться в верхнепермское время за счет увеличения толщины терригенных отложений на крыльях складки.

Региональные дизъюнктивные тектонические нарушения, зафиксированные вдоль восточного борта Колвинского мегавала и более мелкие, обнаруженные только в пределах Усинской структуры, затухают к кровле серпуховского яруса нижнего карбона и реже к подошве верхней перми, оказывая влияние, преимущественно, на нефтеносность отложений среднего девона, фаменского и серпуховских ярусов.

Эти изменения связаны с размывами и перерывами в осадконакоплении в пределах отдельных зон, что является свидетельством их разной тектонической активности.

Наряду с отмеченными локальными изменениями в процессе осадконакопления пермских и каменноугольных отложений Усинская структура претерпевала неоднократные изменения структурного плана, как на отдельных участках, так и в целом по площади.

Тектонические движения привели к увеличению амплитуды структуры и сформировали ее общий региональный наклон с юга на север. Наряду с этим инверсию претерпевали и отдельные зоны внутри Усинского поднятия. Так ряд зон распространения типов разреза, характеризующихся наибольшими толщинами, т.е. испытывавшими в процессе осадконакопления наибольшие погружения, на современном структурном плане оказались наиболее приподнятыми.

Учитывая жесткость карбонатных пород, можно полагать, что эти подвижки способствовали формированию в разрезе пермо-карбоновых отложений зон

активной трещиноватости той же ориентировки, что и у региональных разрывных нарушений в породах фундамента.

2.2. Формирование высокопроницаемых зон пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

При изучении высокопроницаемых трещинно-карстовых зон пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения установлено, что большая часть отложений характеризуется резкой сменой толщин и зональным изменением типов отдельных частей разреза при относительно выдержанной его общей толщине. При этом выделяются локальные участки, в пределах которых, широко развиты трещиноватость, кавернозность и карст. Наличие трещиноватости обуславливает развитие в них двух систем проницаемости. Одна система – это блоки (матрица) породы с более низкой проницаемостью, а вторая – трещины, которые разделяют блоки пород и характеризуются более высокой проводимостью флюидов. Как правило, такие трещины и сообщаются непосредственно с призабойной зоной скважины [1].

Вопросы формирования трещинно-карстовых коллекторов пермо-карбоновой залежи подробно рассматривались И.И. Енцовым, Ю.И. Шатовым [2], Т.И. Кушнарева [3], Б.Н. Любомировым [4], Г.П. Лысениным [5, 6, 7], Н.Я. Персовой [8], А.В. Петуховым [9, 10, 11, 12, 13, 14] и др. Теоретические и экспериментальные исследования формирования тектонических трещин в локальных структур производились многими исследователями.

Например, ещё в 1954 году М.В. Гзовский опубликовал результаты опыта, в котором исследовались условия образования трещин и разрывов на растущей складке поперечного изгиба (в разрезе и плане). Слой глинистой пасты с подложенной под него резиновой камерой подвергался поперечному изгибу, когда камера постепенно наполнялась воздухом.

В соответствии с распределением кривизны слоя, сначала нараставшей в поперечном к складке направлении, а затем – в продольном, в слое глины

возникали вначале продольные (рисунок 2.2) и позже поперечные трещины (рисунок 2.3) и разрывы - типа сбросов.

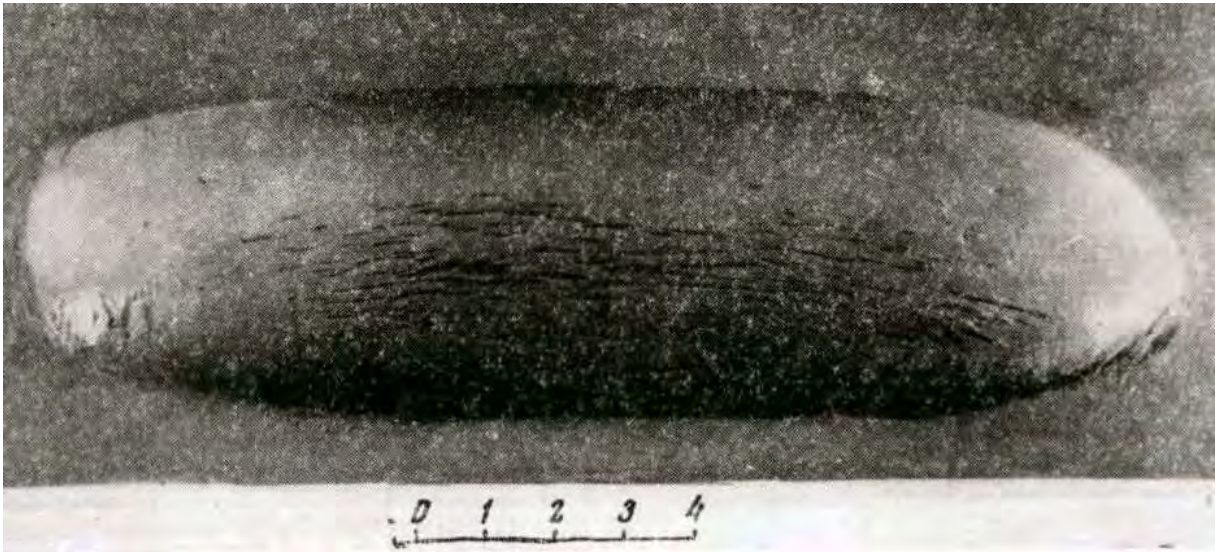


Рисунок 2.2 – Образование продольных трещин на глиняной модели брахиантиклинального поднятия (по М.В. Гзовскому) [15].

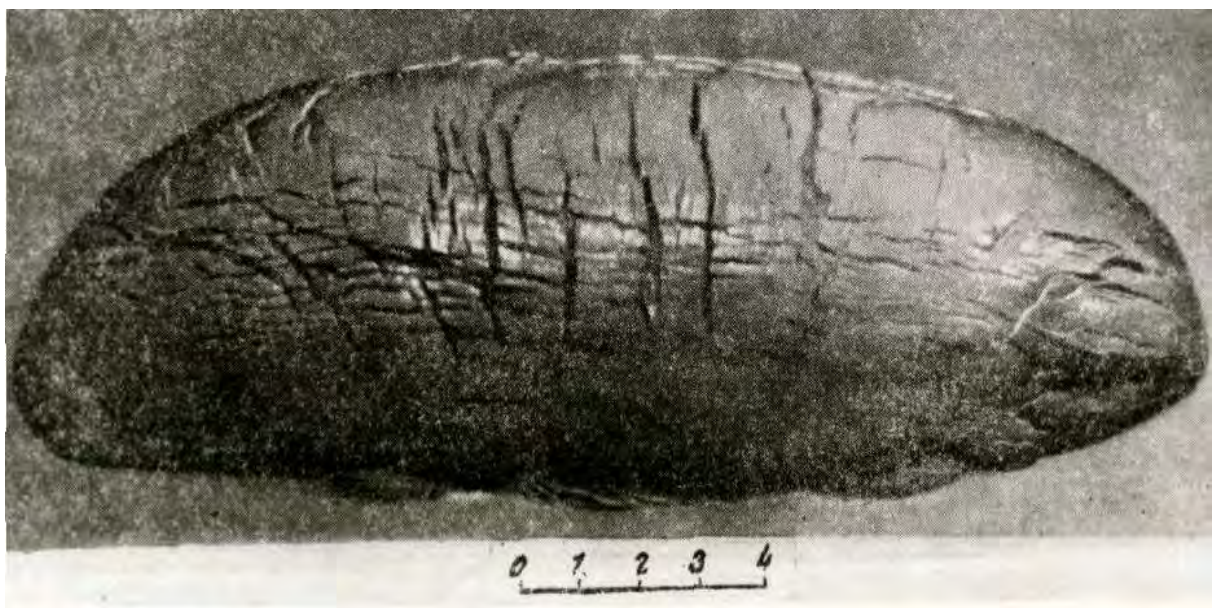


Рисунок 2.3 – Образование поперечных трещин вслед за продольными на глиняной модели брахиантиклинального поднятия (по М.В. Гзовскому) [15].

Ориентация трещиноватости объясняется тем, что до образования продольных трещин максимальные растягивающие напряжения фиксируются в плоскости наибольшей кривизны поверхности модели, т.е. «вкрест» простирания складки. При этой ориентировке напряжений образуются именно продольные

разрывы. Но после того как они образовались, растягивающие напряжения, направленные поперек складки, уже не могут существовать, так как участок породы, нарушенный продольными трещинами, не может более трансформировать напряжения. Поэтому максимальными растягивающими становятся напряжения, ориентированные вдоль складки и определяемые ее продольной кривизной, что ведет к возникновению поперечных трещин.

Примером тесной генетической связи высокопроницаемых зон с основными системами трещин может служить распределение трещинных зон в карбонатах Нямедской брахиантиклинали, расположенной в юго-западной части ТПП. Залежь асфальтита приурочена здесь к закарстованным карбонатным породам визейского и фаменского ярусов, выходящим на поверхность в ядре антиклинальной складки. В пределах свода развиты две системы трещиноватости: северо-восточная (СВ-60-80°) и северо-западная (СЗ 300-315°) [15].

Трещины северо-западного простирания менее насыщены асфальтитом, но в местах их пересечения с трещинами северо-восточного простирания формируются рудные узлы с апофизами, характеризующиеся высокой концентрацией асфальтита [14]. На рисунке 2.4 приведен фрагмент карты рудоносности 10 поля, из которого видно, что наибольшим содержанием асфальтита отличаются участки, имеющие северо-западное и северо-восточное простирание, что объясняется их приуроченностью к трещинно-карстовым зонам.

Анализ данных детальной сейсморазведки, проведенной в 1992 г. в южной части Усинского месторождения, показал, что субвертикальные зоны трещиноватости и карста на временных разрезах выделяются в виде участков отсутствия отражений (рисунок 2.5, пикеты 22-31, интервал 1,0-1,2 сек.) или субвертикальных аномалий сейсмической записи (рисунок 2.6, пикеты 8-13, интервал 0,7-1,3 сек.).

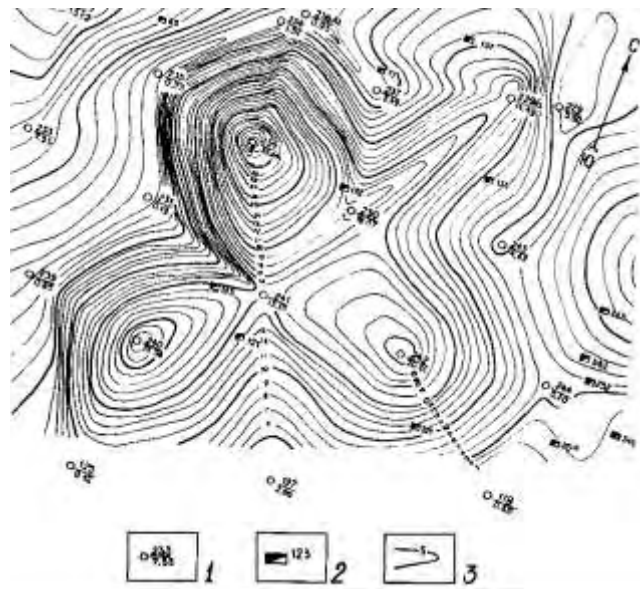


Рисунок 2.4 – Карта рудоносности 10 поля Ижемского (Нямедского) месторождения асфальтита по данным Л.А. Вокуева и др., 1962 г. [15]:
 1 – разведочные скважины ударно-канатного бурения: в числителе – номер скважины, в знаменателе – линейный запас асфальтита в метропроцентах;
 2 – разведочные шурфы; изолинии линейного запаса асфальтита.

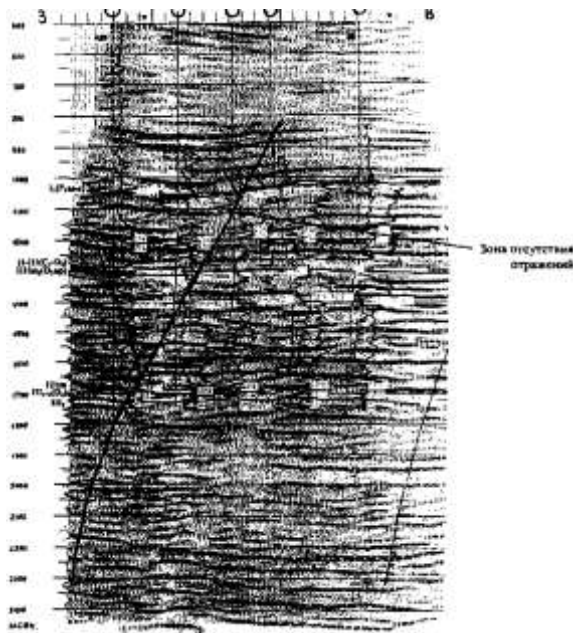


Рисунок 2.5 – Временной сейсмический профиль 10492-01 «вкрест» простирания Усинской структуры (по данным «Печорнипинефть»).

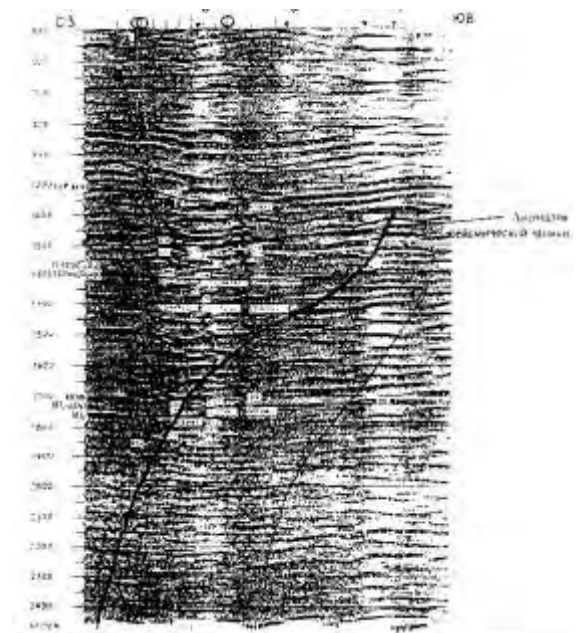


Рисунок 2.6 – Временной сейсмический разрез 10492-17 вдоль простирания Усинской структуры (по данным «Печорнипинефть»).

На этих же участках зафиксированы дизъюнктивные нарушения, пронизывающие снизу осадочный чехол на Усинской площади вплоть до верхнепермских пород (рисунок 2.7 и рисунок 2.8).

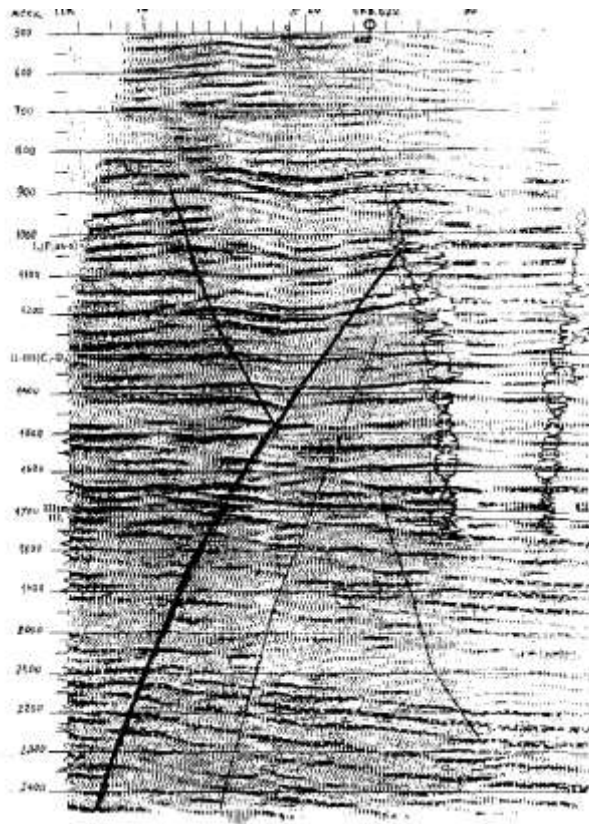


Рисунок 2.7 – Фрагмент временного сейсмического профиля 10492-02 «вкрест» простирания Усинской структуры (по данным «Печорнипинефть»).

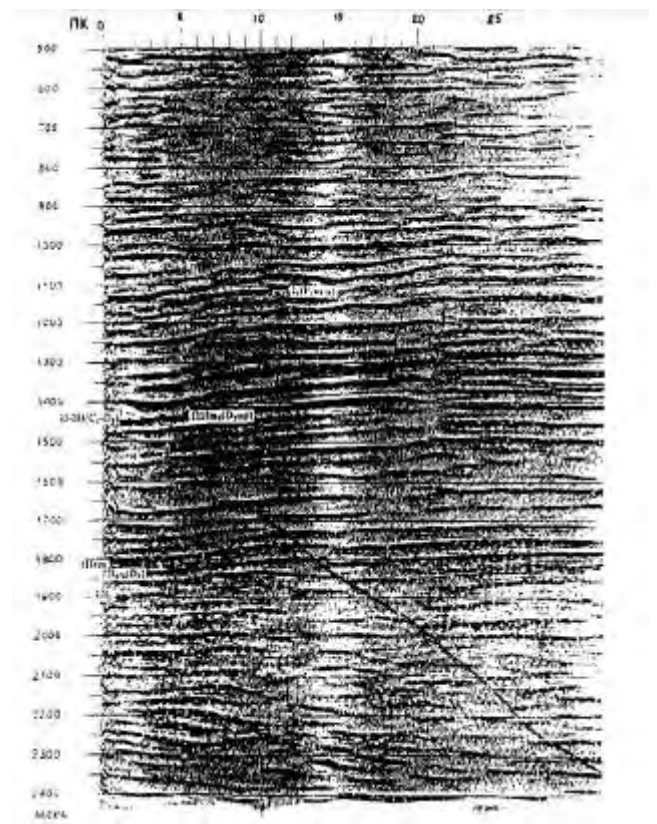
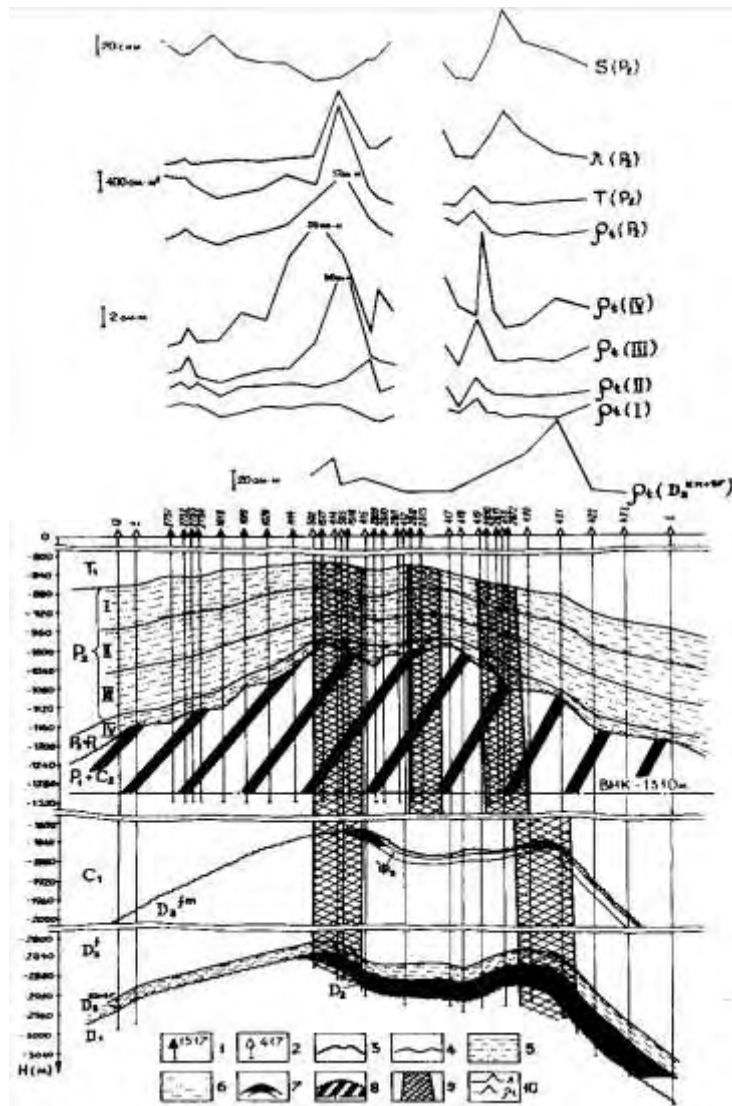


Рисунок 2.8 – Фрагмент временного сейсмического профиля 10492-20 вдоль простирания Усинской структуры (по данным «Печорнипинефть»).

По результатам палеотектонических исследований в пределах Усинского месторождения, выполненных А.В. Петуховым (1985г.) можно сделать вывод о том, что основные структурно-тектонические особенности пермо-карбонового резервуара сформировались в результате складкообразовательных движений в герцинский цикл тектогенеза с образованием органогенных построек и формированием высокопроницаемых трещинных зон. Активный рост Усинской

структуры происходящий в раннепермскую эпоху продолжался в триасовое и более позднее время.

При изучении трещинно-карстовых зон Усинского месторождения комплексом методов была установлена унаследованность простираний этих зон от более древних (рисунок 2.9).



Условные обозначения:

- 1 – скважины, пробуренные на пермо-карбоновую залежь нефти;
 - 2 – скважины, пробуренные на среднедевонскую залежь нефти;
 - 3 – границы стратиграфических несогласий;
 - 4 – геологические границы;
 - 5 – глинисто-алевролитовая толща пермского возраста;
 - 6 – тиманско-саргаевская глинистая толща;
 - 7 – девонские залежи легкой нефти;
 - 8 – пермо-карбоновая залежь тяжелой (высоковязкой) нефти;
 - 9 – зоны разуплотнения;
 - 10 – графики электрических параметров пачек I, II, III, IV глинисто-алевролитовой толщи пермского возраста:
- S – суммарная продольная проводимость (в Сим);
 T – суммарное поперечное сопротивление (в Ом*м²);
 ρ_t – среднее поперечное сопротивление (в Ом*м)

Рисунок 2.9 – Геолого-геофизический разрез Усинского нефтяного месторождения [15].

Трещинные зоны здесь являются сквозными и секут как пермо-карбоновый резервуар, так и карбонатные отложения нижнего карбона, девона, силура и ордовика вплоть до фундамента, несколько затухая в пластичных глинистых толщах [11].

Зоны трещиноватости в карбонатной толще карбона - нижней перми

Усинской складки начали формирование в фазу активного развития складки. В периоды активизации тектонических движений в трещинных зонах возникали разрывные нарушения со смещением, а также происходило новообразование трещин в карбонатных породах, что говорит о генетической связи коллекторов в среднекаменноугольно - нижнепермском карбонатном резервуаре с тектонической трещиноватостью.

На палеотектонических профилях, проходящих через эксплуатационные скважины № 419 и № 2870 был установлен знакопеременный характер тектонических движений: в период заложения отмеченного нарушения в раннепермское время восточное крыло было приподнято (рисунок 2.10), а в послетриасовое время знак движения изменился на противоположный с поднятием западного крыла, что видно на современном геологическом профиле (рисунок 2.11).

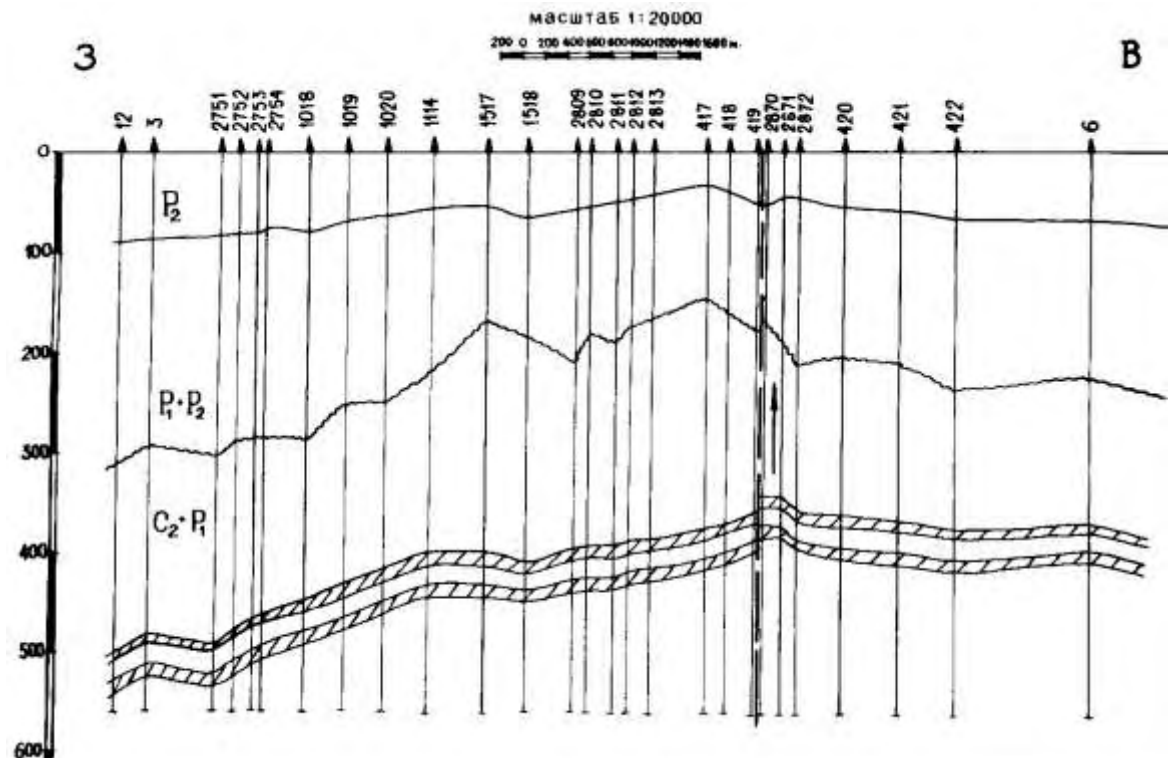
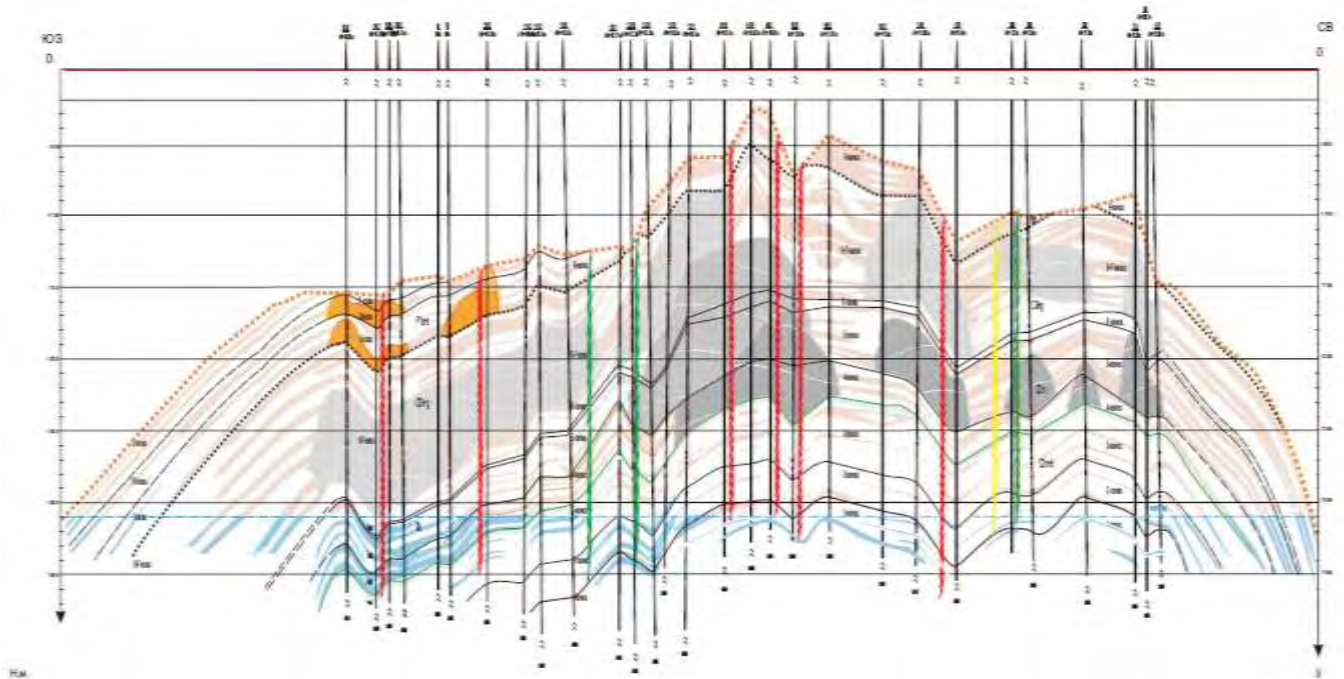


Рисунок 2.10 – Палеотектонический профиль Усинского поднятия (начало раннего триаса) [15]: 1 - разведочные и эксплуатационные скважины; 2 - геологические границы; 3 - кровля карбонатных пород нижней перми - среднего карбона; 4 - реперные пласты в нижней части карбонатного массива, вмещающего залежь тяжелой высоковязкой нефти.



Условные обозначения:



Рисунок 2.11 – Современный геологический профиль Усинского поднятия.

Такой характер движений обусловил образование в карбонатных породах вдоль разрывных нарушений субвертикальных зон дробления или так называемых «трещинных коридоров», которые были подтверждены данными 3D сейсмоки, а также в процессе детальной корреляции скважин (Рисунок 2.12).

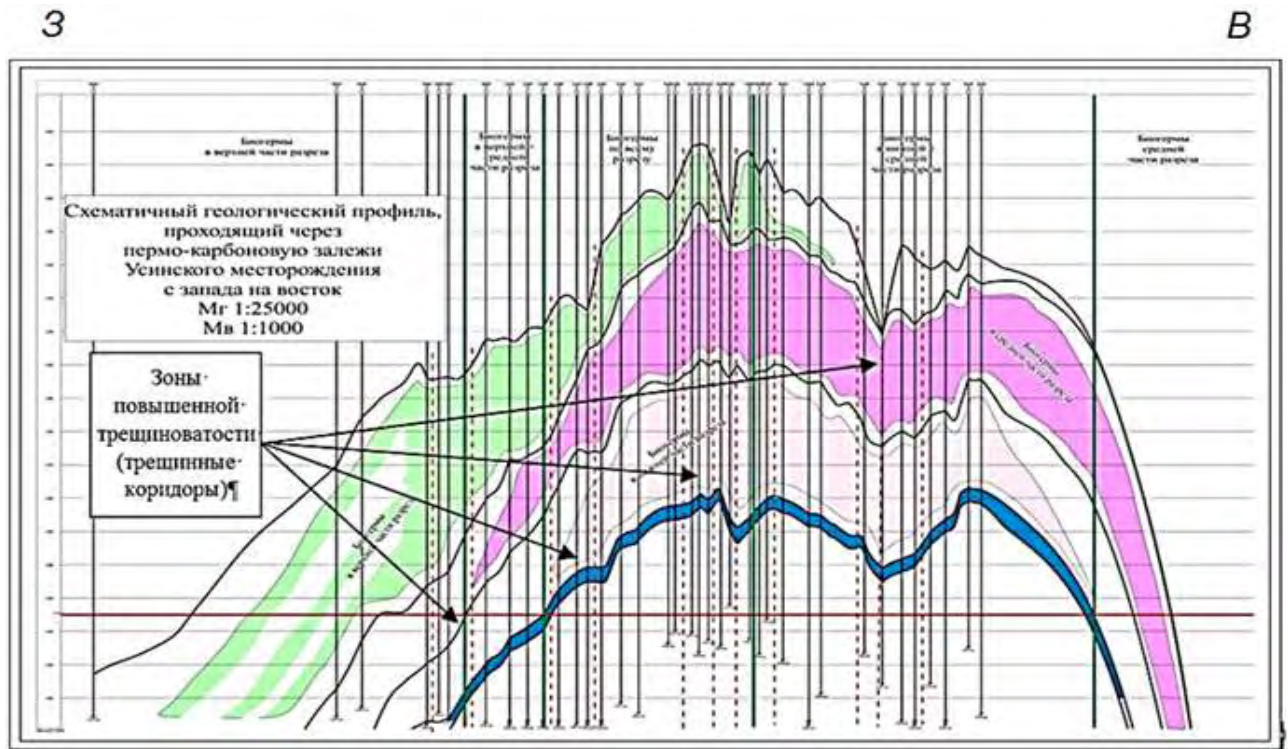


Рисунок 2.12 – Схематичный геологический профиль, проходящий через залежь с запада на восток [16].

При этом свод более подвержен трещиноватости в связи с тем, что именно в своде создаются зоны наибольшего растяжения, происходит разуплотнение пород в процессе формирования структур.

Кроме того, через нарушения происходит интенсивная инфильтрация поверхностных вод, приводящая к выщелачиванию карбонатных пород, т.е. к их избирательному растворению с образованием пустот различных форм и размеров. Наиболее интенсивно выщелачивание карбонатных отложений C_2-P_1 Усинского месторождения происходило в периоды перерыва в осадконакоплении, когда карбонатные породы выводились в зону свободного водообмена с активной инфильтрацией атмосферных вод недонасыщенных $CaCO_3$.

Проведенные в 2003 году А.В. Петуховым палеоструктурные реконструкции показали, что наиболее длительное время активному воздействию агрессивных атмосферных вод подвергались карбонатные породы в районе скважин №№ 1025, 1026, 1087, 2759 (местоположение этого участка примерно соответствует границам опытно-промышленного участка Е - 1) и в районе скважин №№ 2862, 2863, 2864, 2867, 2980, 2981, 2988, 2873 (рисунок 2.13).

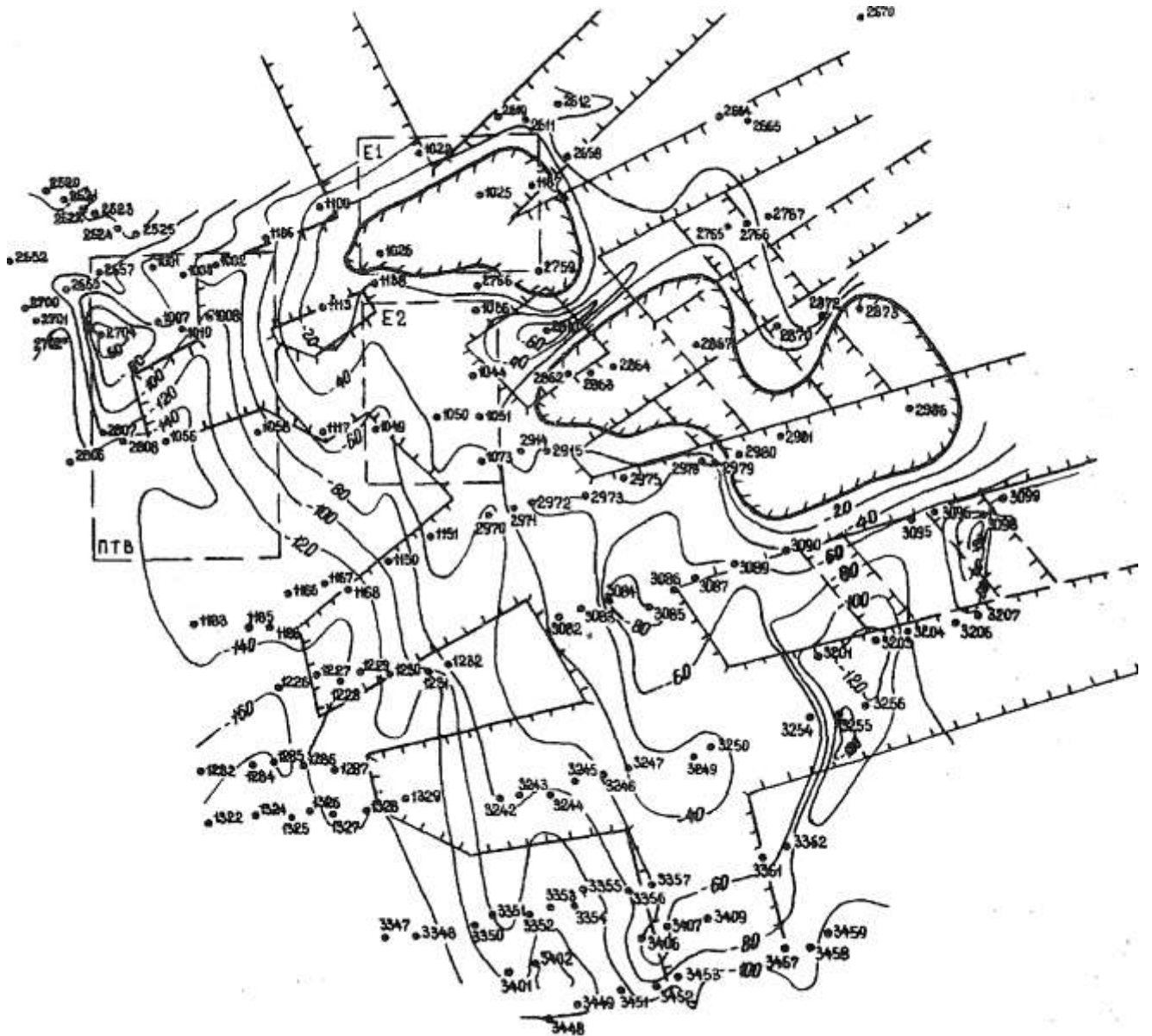


Рисунок 2.13 – Палеоструктурная карта кровли карбонатных пород пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения (к началу формирования пачки 3) [15].

Именно на этих участках наиболее интенсивно протекали процессы выщелачивания карбонатных пород и образование палеокарста.

2.3. Формирование карстовых зон пермо-карбонатовой залежи Усинского месторождения.

Карст – это процесс химического и отчасти механического воздействия подземных и поверхностных внеусловных вод на растворимые горные породы. Под карстом понимается как сам процесс, так и совокупность создаваемых им подземных и поверхностных скульптурных и аккумулятивных форм [17, 18].

Карст представляет собой единство растворения, транспорта и аккумуляции вещества. Он может развиваться лишь при следующих основных условиях:

- наличия растворимых в воде горных пород;
- их способности пропускать через себя воду;
- наличия движущейся воды;
- ее способности растворять данные породы.

В процессе карста в карбонатах вдоль трещин образуются крупные пещеристые полости и каверны, имеющие очень высокую проницаемость. Исходя из этого, карстовые карбонатные резервуары характеризуются очень высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств и своеобразными специфическими чертами геологического строения, характерными только этим геологическим образованиям.

Для того чтобы получить реальное представление об этом типе коллектора, на рисунке 2.14 показана зарисовка разведочного шурфа, пройденного в закарстованных карбонатных породах Ижемского месторождения асфальтита.

«Карстовый» коллектор Ижемского месторождения характеризуется высокой фильтрационной и емкостной неоднородностью. Это связано с преимущественным движением растворяющих вод в карбонатных толщах по развитым системам тектонических трещин и избирательным выщелачиванием пород с последующим заполнением многих пустот обломочным материалом и минеральными новообразованиями.

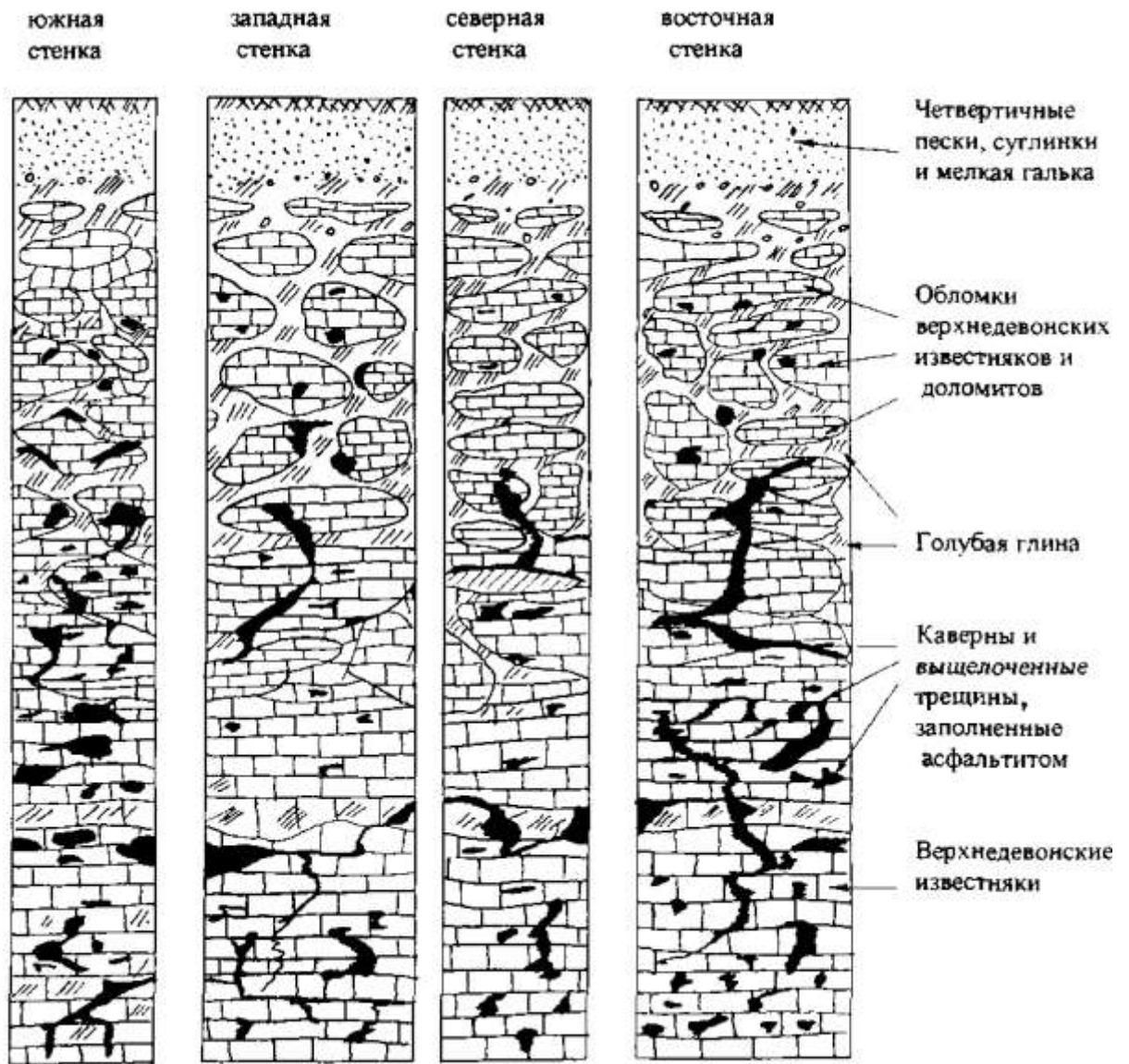


Рисунок 2.14 – Зарисовка разведочного шурфа № 17 в карбонатных породах Ижемского месторождения асфальтита [15].

Кроме того, работами гидрогеологов было подтверждено, что развитию карстовых процессов способствует углекислота, образующаяся при разрушении нефтяных месторождений [19]. Еще большее значение имеет процесс восстановления сульфат-иона в присутствии углеводородов. Он сопровождается окислением и осернением нефти, а также обогащением карстово-пластовых вод сероводородом (H_2S) и углекислотой (CO_2). Совместно эти кислые газы более интенсивно участвуют в процессах растворения карбонатных пород. Теоретически доказано, подтверждено экспериментами, что в присутствии H_2S способность водных растворов, содержащих CO_2 , транспортировать кальцит сильно возрастает.

В местах возникновения сероводорода растворы становятся крайне агрессивными по отношению к карбонату кальция и способствуют интенсивному карстообразованию [10, 20].

В качестве подтверждения этого можно назвать месторождения сероводородсодержащих газов и сернистых нефтей, связанные с карбонатно-сульфатными комплексами. Это сульфатно-карбонатные толщи цехштейна - междуречье Везера и Эмса (Германия), девона - Западная Канада, нижнего и верхнего палеозоя - Приуралье и Поволжье (Россия), верхней юры молодых платформ Евразии (Франция, Восточная Туркмения, Западный Узбекистан, Иран, Афганистан) и многие другие [21, 22].

Процессы образования карстовых коллекторов в породах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в зонах вертикальной трещиноватости, являющихся участками межрезервуарных перетоков и смешивания сероводородсодержащих вод из отложений серпуховского надгоризонта были рассмотрены в работе [23]. Формирование неоднородного карбонатного резервуара с высокопроницаемыми трещинно-карстовыми коллекторами в среднекаменноугольно-нижнепермской залежи Усинского месторождения происходило в процессе выщелачивания, происходящего крайне неравномерно, как по площади, так и разрезу. Сероводородные воды, внедряясь в карбонатную толщу по зонам трещиноватости, способствовали интенсивному растворению, прежде всего «чистых» известняков и в меньшей степени заглинизированных.

Кроме того, вертикальные зоны трещиноватости и разрывные нарушения не только способствовали глубокой инфильтрации агрессивных атмосферных вод, недонасыщенных CaCO_3 , в карбонатные массивы и выносу продуктов выщелачивания, но и обеспечивали эксфильтрацию пластовых вод из подстилающих отложений, нередко содержащих H_2S и CO_2 . Вследствие смешивания вод различного состава в карбонатных резервуарах в зонах трещиноватости нередко возникали гидрохимические аномалии, способствующие образованию как поверхностного (гипергенного), так и глубинного (гипогенного) карста.

Процесс интенсивного растворения CaCO_3 агрессивными сероводородными водами способствует значительному улучшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных коллекторов первично трещинного или трещинно-порового типа. Он приводит к увеличению уже имеющихся пустот и к возникновению новых, обычно вдоль трещин. Размер пустот по керну варьирует от сотых долей до 2 см. Встречаются также карстовые полости. К примеру, провалы бурового инструмента и потери циркуляции из-за интенсивных поглощений не только обычной промывочной жидкости, но и промывочной жидкости с добавками различных наполнителей (резиновой крошки, ореховой скорлупы, торфа) в процессе бурения скважины № 7 ОЦ (в юго-восточной части залежи) свидетельствуют о совершенно уникальных свойствах вскрытых пластов.

Таким образом, процессы формирования трещинно-карстовых зон и основных закономерностей их пространственного размещения в пределах карбонатного массива Усинского месторождения предопределены трещиноватостью и интенсивностью процессов выщелачивания карбонатных пород, а также формированием вторичных пустот, контролируемых литофациальным составом и перерывами в осадконакоплении.

2.4 Концептуальная модель формирования высокопроницаемых зон в пределах залежи

Проведенные комплексные исследования позволили значительно уточнить структурно-тектоническую и фильтрационно-емкостную модели сложнопостроенного массивного карбонатного резервуара Усинского месторождения.

Фактические показатели длительной разработки продуктивных пластов показывают, что трещиноватые, слоисто-неоднородные коллекторы с сетью трещин, разбивающей продуктивные пласты на блоки, обладают наиболее неблагоприятными показателями извлечения высоковязкой нефти и характера обводнения. По данному признаку залежь по величине обводненности

(около 82 %), обусловленной в большей степени природными, чем техногенными причинами, находится на завершающей стадии разработки, а по степени (около 8,0 %) использования геологических запасов нефти – на начальной стадии разработки.

Другими явными признаками существования вертикальной трещиноватости и разветвленной сети тектонических трещин, обеспечивающих гидродинамическую связанность отдельных объектов разработки и участков залежи по латерали и вертикали, являются следующие факты:

- гидродинамическая межскважинная связанность внутри объектов разработки и межобъектная связанность внутри залежи с выявлением площадной и вертикальной анизотропии пьезопроводности;
- гидродинамическая связанность пачек и объектов разработки, подтверждаемые трассерными исследованиями, во время проведения которых обнаружены исключительно высокие скорости перемещения меченых жидкостей, обнаруживающие нерадиальность преимущественные направления фильтрационных потоков;
- отсутствие сколь-нибудь значимых проявлений, вновь вскрываемых перфорацией пластов в течение всего периода разработки (более 30 лет). В последние 20 лет ни разу не обнаружены отклонения, указывающие на сохраняющуюся разницу в давлениях между вновь вскрываемыми и ранее эксплуатировавшимися пачками и объектами.

В процессе разбуривания и разработки залежи было получено большое количество прямых данных косвенных свидетельств проявления трещиноватости и существования суперпроводящих каналов и зон, как по площади, так и по разрезу. К их числу следует отнести многочисленные факты полных или частичных поглощений промывочной жидкости и провалы инструмента на несколько метров в процессе бурения скважин.

Петрофизические исследования кернa, проведенные в последние годы по данным новых оценочных скважин, обеспечили однозначные подтверждения существования высокой степени трещиноватости и кавернозности пород.

Сам процесс отбора керн является носителем важной информации, подтверждающей разнообразие петрофизических свойств горных пород. В процессе отбора керн на залежи имели место интервалы, где керн представлял собой раздробленную рыхлую массу или расколотые по трещинам фрагменты. Отбор керн в процессе разведки залежи характеризовался показателем «выноса» на уровне около 30 %. В новых оценочных скважинах, несмотря на значительно возросшие технические возможности операций по отбору керн, вынос керн также оказался не полным, и составил в среднем 86 %.

Трещиноватые свойства коллекторов в разведочном периоде и с первых дней разработки залежи обнаруживали себя при изучении фильтрационных свойств методами ГДИС (ИД, КВД, ГП). Выполненные в условиях однофазной фильтрации, при фонтанной подаче скважинами безводной нефти ГДИС позволили составить представление о проявлениях трещиноватости, вызывающих отклонения от линейности ИД и особого вида КВД.

В настоящее время значительно увеличился объем и качество инструментария для получения и обработки информации о коллекторских и фильтрационных свойствах пластов залежи по данным ГДИС, которые также подтверждают сосуществование на площади и в разрезе залежи различных типов коллекторов, включая слоисто-неоднородный (двойная проницаемость), порово-неоднородный (двойная пористость) и трещинный (трещина бесконечной проводимости).

Нельзя также не учитывать результаты исследования трещиноватости залежи современными геофизическими методами (НВСП, FMI, X-MAC) как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах. Все эти методы однозначно свидетельствуют о значительной роли трещин в разработке залежи.

Таким образом, критериальный анализ типа, структуры и проводимости порового пространства среды по диагностическим признакам разработки, а также прямых и косвенных методов на качественном и количественном уровне подтверждает значительную площадную и вертикальную неоднородность пластов залежи. При этом по всем критериям основную проводимость коллектора

обеспечивают трещины и высокопроницаемые слои, что обязательно должно учитываться в процессе моделирования и проектирования разработки залежи.

Основные особенности уточненной модели заключаются в том, что в разрезе пермо-карбонной залежи можно выделить два структурных этажа карбонатных пород, сформировавшихся в принципиально разных структурно-тектонических условиях и имеющих разную литофациальную характеристику (рисунок 2.15).

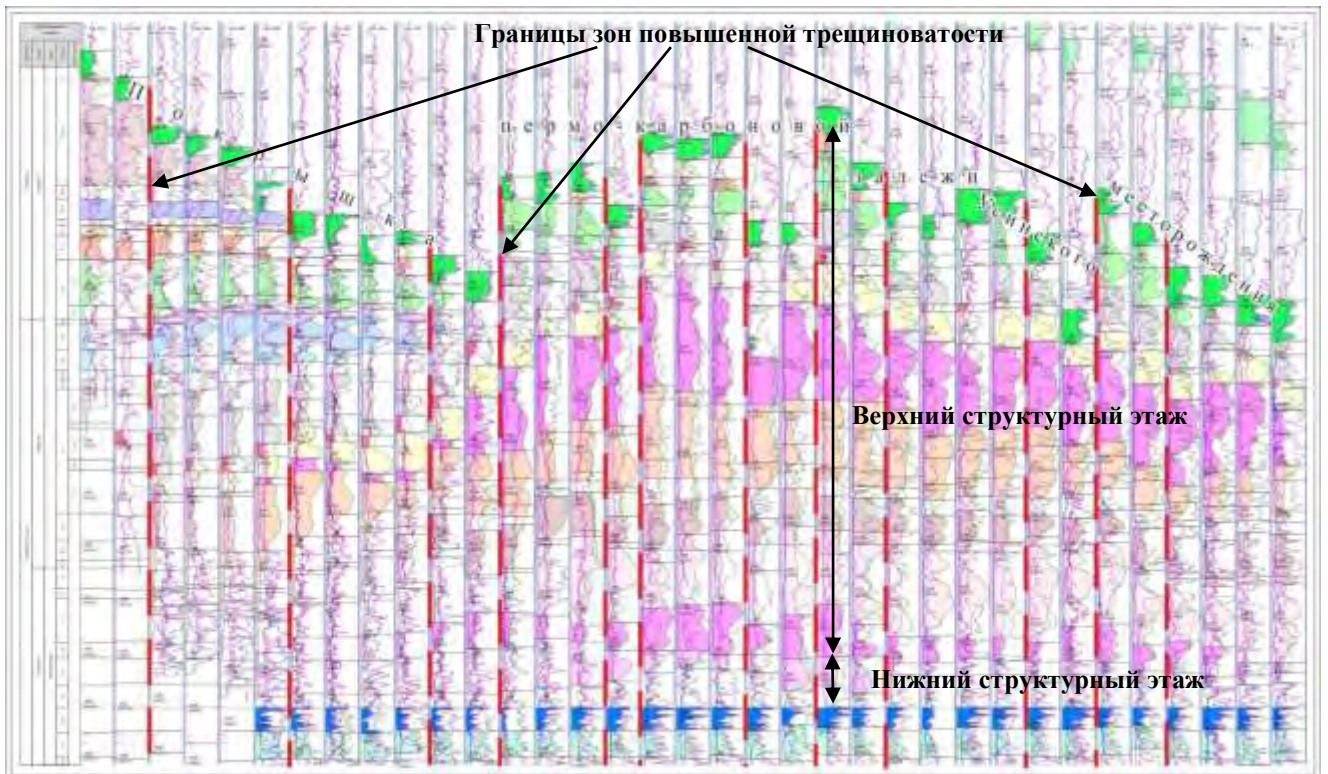


Рисунок 2.15 – Схема расположения структурных этажей пермо-карбонной залежи Усинского месторождения [16].

Нижний структурный этаж, включающий менее мощную часть нефтяной залежи, представлен чередованием глинистых известняков, известняков и доломитов, имеющих четко выраженное пластовое строение. Выдержанная толщина карбонатных пластов нижнего структурного этажа в пределах всей залежи, отличная их коррелируемость и более высокая глинистость позволяют говорить о том, что карбонатные породы этой части резервуара накапливались в относительно спокойном тектоническом режиме, в условиях аридного климата и неглубокого морского бассейна.

Формирование верхнего структурного этажа, представляющего более мощную часть нефтеносного резервуара, происходило в ходе начавшегося активного роста Усинской структуры, что способствовало образованию мелководных органогенных, органогенно-обломочных и органогенно-детритовых известняков с карбонатностью, достигающей 97 - 99%, а также росту органогенных построек, мощностью от нескольких метров до 40 - 60м. Карбонатные породы верхнего структурного яруса подвергались интенсивным размывам и волновым разрушениям в периоды выхода их на поверхность. Иная литологическая характеристика карбонатных пород верхней части резервуара позволяет сделать вывод о резкой смене структурно-фациальных условий в процессе формирования отложений верхнего структурного этажа.

Уточнённая двухъярусная структурно-тектоническая модель пермокарбонатового резервуара значительно усложняется наличием зон повышенной трещиноватости, которые группируются в узкие зоны или «трещинные коридоры» определенной ориентировки, пронизывающие как нижнюю, так и верхнюю часть резервуара. Карбонатные породы в пределах трещинных зон в значительной степени закарстованы и обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами, обеспечивая хорошую гидродинамическую связь между различными частями резервуара, как по разрезу, так и по площади.

Схематическая модель сложнопостроенного массивного карбонатного резервуара, содержащего тяжелую высоковязкую нефть (рисунок 2.16), требует дифференцированного подхода к разработке верхнего и нижнего структурных этажей, а также учёта локального распространения высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в процессе применения различных технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов.

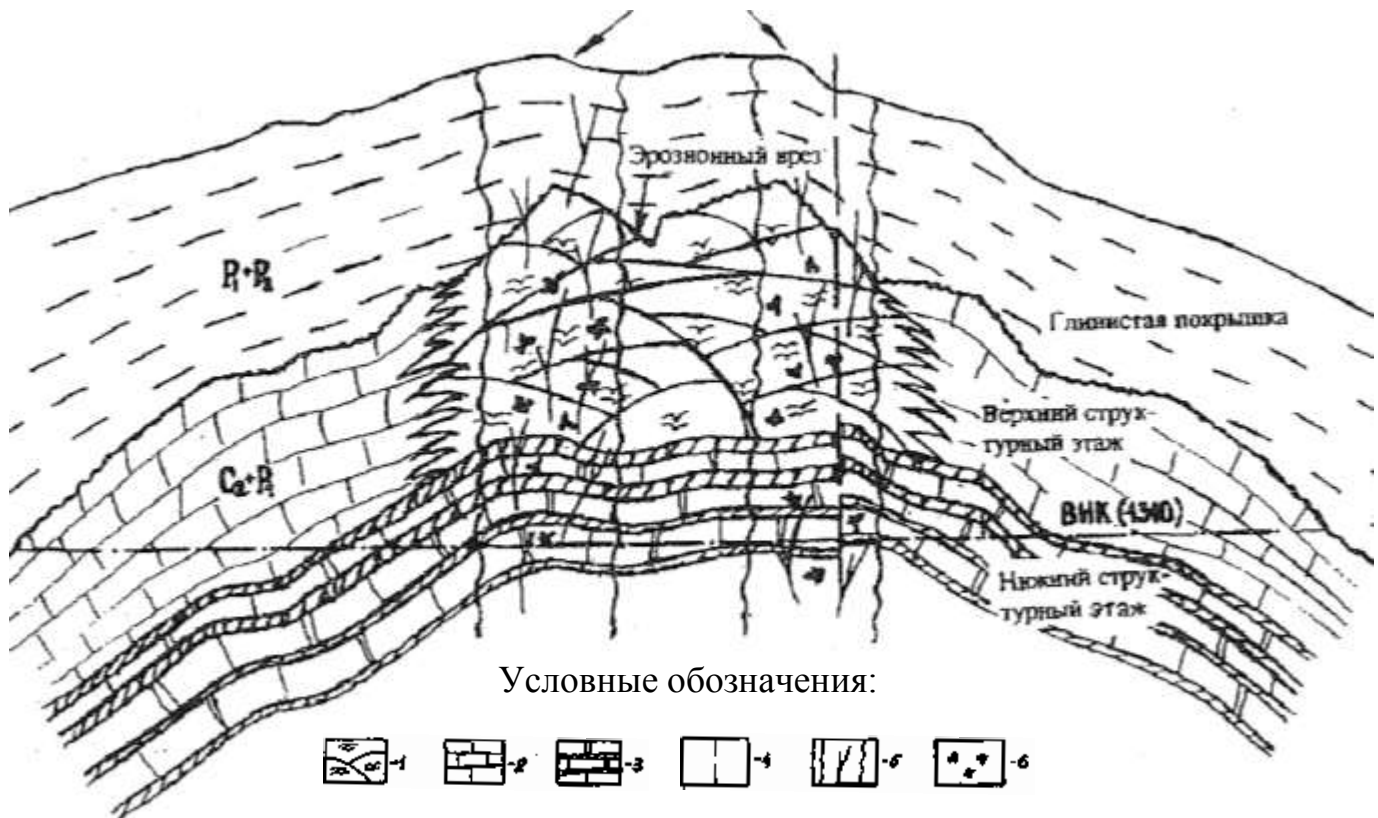


Рисунок 2.16 – Схема структурно-тектонической модели пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [15] (1 - биогермные известняки верхнего структурного этажа; 2 - органогенные и органогенно-обломочные известняки верхнего структурного этажа; 3 - слоистые известняки, глинистые известняки и доломиты нижнего структурного этажа; 4 - тектонические нарушения; 5 - субвертикальные зоны трещиноватости; 6 - каверны и карстовые полости).

Таким образом, для организации эффективного процесса нефтедобычи необходимо в полной мере учитывать наличие в пределах залежи высокопроницаемых линейных трещинно-карстовых зон.

Эти зоны пронизывают оба структурных этажа залежи и в значительной степени предопределяют опережающее поступление подошвенных и законтурных вод в нефтеносную часть резервуара, а также контролируют преимущественные направления потоков фильтрации при разработке залежи.

Выводы по главе 2

Проблемы выявления и изучения, высокопроницаемых трещинно-карстовых зон карбонатного коллектора пермо-карбоновой залежи связаны с идентификацией и изучением монолитных низкопроницаемых матричных блоков и разграничивающих их высокопроницаемых трещин разного порядка.

Формирование зон активной трещиноватости в разрезе пермо-карбонатовых отложений Усинского месторождения происходило в процессе тектонических движений, что привело к увеличению амплитуды структуры и сформировали ее общий региональный наклон с юга на север. При этом свод Усинской структуры более подвержен трещиноватости в связи с тем, что с учётом жесткости карбонатных пород именно в своде создавались зоны наибольшего растяжения, происходило разуплотнение пород в процессе складкообразовательных движений.

Формирования трещинно - карстовых зон и основных закономерностей их пространственного размещения в пределах карбонатного массива Усинского месторождения предопределены трещиноватостью и интенсивностью процессов выщелачивания карбонатных пород, а также формированием вторичных пустот контролируемых литофациальным составом и перерывами в осадконакоплении.

Уточнённая двухъярусная структурно-тектоническая модель пермо-карбонатового резервуара значительно усложнена наличием зон повышенной трещиноватости, которые группируются в узкие «трещинные коридоры» определенной ориентировки, пронизывающие как нижнюю, так и верхнюю часть резервуара, обеспечивая хорошую гидродинамическую связь между различными частями резервуара, как по разрезу, так и по площади.

ГЛАВА 3 МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ЗОН В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖИ

3.1 Состояние геолого-геофизической изученности пермо-карбонической залежи Усинского месторождения

В процессе разведки Усинского месторождения к концу 1972 года на Усинском месторождении было пробурено 40 скважин, из которых в контуре нефтеносности пермо-карбонической залежи оказалась 21 скважина: опорная скважина № 1, 5 поисковых скважин (№№ 3, 6, 9, 12, 14) и 15 разведочных скважин (№№ 11, 13, 15, 16-22, 31 - 33, 35, 100).

Геофизические исследования в разведочных и эксплуатационных скважинах, пробуренных на пермо-карбоническую залежь выполнялись по всему стволу в масштабе глубин 1:500 и включали следующие виды каротажей: КС, ПС, ДС, БКЗ, БК, ИК, БМК, МК, ГК, НГК и АК, инклинометрию. Также проводились геофизические исследования по контролю технического состояния обсадных колонн и качества цементной крепи.

Необходимо отметить, что как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах имело место систематическое невыполнение рекомендованного комплекса геофизического исследования скважин (ГИС), связанное, в основном, с осложнениями, возникавшими в процессе бурения скважин, что существенно снизило эффективность каротажных исследований и по большинству скважин сделало невозможным получение достоверной информации о пластах-коллекторах и их количественных параметрах.

До 2003 года с отбором керна на залежи было пробурено 82 скважины, объем бурения составил - 4680,5 м, вынос керна - 29,8 % от ограниченной проходки; освещенность керном суммарной толщины вскрытых пачек составила - 11,7 %.

Для изучения петрографических, физико-литологических свойств карбонатных пород было отобрано 3320 образцов из разведочных и эксплуатационных скважин; выполнено 3320 определений пористости, 2242 - проницаемости, 974 – химического состава пород, 2880 – остаточной нефтенасыщенности и 276 определений остаточной водонасыщенности.

В 1991 - 1992 годах проведены сейсморазведочные работы 2D МОГТ в восточной части залежи в объеме - 145 пог. км. В 1999 - 2002 годах в западной части залежи проведены сейсморазведочные работы 3D на площади в 60,5 км². В 2008 году в южной части залежи на площади в 20 км² были проведены сейсморазведочные работы 3D, а также тематические работы по переинтерпретации всех накопленных сейсморазведочных материалов с целью создания уточненной структурно-тектонической модели залежи в целом.

В 2003 - 2010 годах для уточнения литологических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, а также оценки выработки разреза пробурены три новые оценочные скважины с отбором керна: №№ 1 ОЦ; 2 ОЦ; № 7 ОЦ. В этот же период в целях стратиграфической привязки основных горизонтов, изучения скоростных характеристик разреза и изучения околоскважинного пространства проведены исследования методом НВСП в 20 скважинах (№№ 590, 1505, 1163, 1 ОЦ, 2 ОЦ, 7 ОЦ 4059, 618, 1192, 1207, 1596, 4276, 1553, 4225, 567, 6052, 4526, 538, 543, 2522).

По результатам комплексной интерпретации результатов НВСП и акустического каротажа (ХМАК) установлено, что основное направление системы трещин, выявленных в разрезах исследованных скважин, соответствует азимутальной направленности Колвинского мегавала – 310 - 320⁰ [24]. По скоростным характеристикам НВСП обнаружены зоны каверно - и карстообразования (скважины №№ 1163, 1192 и 1 ОЦ), подсечены дизъюнктивные нарушения (скважины №№ 1596, 1163, 1207, 1192, 1 ОЦ, 4059, 590, 4526, 618, 567), выявлены органогенные постройки (скважины №№ 1 ОЦ, 2 ОЦ, 7 ОЦ, 4059, 2522, 1596, 6052, 4526, 538, 567, 1192, 1505, 1553, 4225).

С 2003 г. в целях выделения интервалов развития трещиноватости и кавернозности вскрытых пластов в новых скважинах проводятся исследования методом FMI (скважины №№ 1 ОЦ, 2 ОЦ, 1 ГС, 2 ГС, 3 ГС, 5 ГС, 7 ОЦ и боковой ствол скважины № 3146). Для изучения литологии и ФЭС вскрытых пластов в расширенный комплекс каротажных исследований новых скважин также входит ядерно-магнитный каротаж (скважины №№ 2 ОЦ и 7 ОЦ).

3.2. Изучение трещиноватости в шлифах и керне

В процессе разбуривания и разработки залежи было получено большое количество косвенных свидетельств проявления трещиноватости и существования суперпроводящих каналов и зон, как по площади, так и по разрезу. К их числу следует отнести многочисленные факты полных или частичных поглощений промывочной жидкости и провалы инструмента на несколько метров в процессе бурения скважин.

Сам процесс отбора керна является носителем важной информации, подтверждающей разнообразие петрофизических свойств горных пород. В процессе отбора керна на залежи имели место интервалы, где керн представлял собой раздробленную рыхлую массу или расколотые по трещинам фрагменты. Отбор керна в процессе разведки залежи характеризовался показателем «выноса» на уровне около 30,0 %, а освещенность керном вскрытых продуктивных пачек – не более 12 %, что говорит о «фрагментарности» исследования керна на этой стадии. Тем не менее, ещё в 1976 году при изучении шлифов, приготовленных из керна разведочной скважины № 11 - Уса, в карбонатных отложениях среднего карбона-нижней перми, вмещающих залежь тяжелой нефти, под руководством Л.П. Гмид были установлены открытые микротрещины, расположенные перпендикулярно, параллельно и под углом к напластованию. Ширина выявленных трещин варьирует от 5 до 25 мкм, объемная плотность достигает 404 на 1 м, что значительно выше средних значений по залежи [25]. Средние значения параметров трещиноватости основных литологических типов карбонатных пород

пермо-карбонной залежи Усинского месторождения, определенные в шлифах, приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Коллекторские свойства карбонатных пород пермо-карбонной залежи Усинского месторождения [25].

Порода	Количество образцов	Вторичная трещинная пористость $m_{вт}, \%$	Трещинная проницаемость $K_t, 10^{-15} м^2$	Плотность открытых трещин $T, 1/м$	Плотность залеченных трещин $T_m, 1/м$
Известняк					
органогенный	358	2,4	5,5	73,6	25,2
тонкозерн.	173	2,1	12,9	110,1	82,9
среднее	-	2,3	9,9	85,5	44,0
Доломит					
мелко-средне-зернистый	79	10,6	9,0	82,9	5,7
разнозерн.	34	5,3	4,9	39,9	30,3
среднее	-	9,0	7,8	70	13,1

Кроме того в разведочной скважине № 11 - Уса нередко отмечались интервалы с нулевым выносом керна, а также поднимались рыхлые разности известняков, керн часто распадался по трещинам на отдельные обломки. Например, образцы высокопористого, трещиноватого известняка были подняты в этой скважине из интервала 1236,3 –1240,7 м, пористость их достигала 32%, а проницаемость - $98 \cdot 10^{-15} м^2$. Анализ результатов бурения этой скважины показывает, что в продуктивном разрезе имеются и более высокопроницаемые разности. О высоких фильтрационных параметрах карбонатных пород на участке скважины № 11 - Уса могут косвенно свидетельствовать интенсивные поглощения глинистого раствора, а также провал бурового инструмента в интервале 1205,5 – 1207 м.

Высокая степень трещиноватости карбонатных пород в разрезе пермо-карбонной залежи Усинского месторождения установлена также в керне скважин: №№ 1, 9, 16, 21, 32, 33, 37, 1002, 1008, 1009, 1019, 1020, 1517, 1526. В этих

скважинах часто отмечались нулевые долбления керна, а также поднимались рыхлые и сильно выщелоченные кавернозные разности, распадающиеся на мелкие обломки. Например, в скважине №1002 из интервала 1307 –1324 м было поднято всего 0,8 м керна, причем 0,38 м было представлено кавернозным трещиноватым известняком. В интервале 1324-1334 м этой скважины керн вообще не был поднят. Низкий вынос керна, а также кавернозные и трещиноватые разности известняка наблюдались и в других интервалах разреза этой скважины. «Нулевые» долбления были отмечены также в интервалах 1316-1332 м и 1378-1386 м скважины №1009, 1375-1377 м – скважины №1019. При этом в каждой отмеченной скважине наблюдалось полное или частичное поглощение промывочной жидкости и провалы инструмента в процессе бурения.

Петрофизические исследования керна, проведенные в последние годы по данным новых оценочных скважин: № 1 ОЦ (глубина забоя - 1480 м (С₂b)) в сводовой части залежи (зона ПТВ), № 2 ОЦ (глубина забоя - 1448.5 м (С₂b)) на северо – западной периклинали и № 7 ОЦ (глубина забоя - 1499 м (С₂b)) на юго-восточном крыле, подтвердили существование высокой степени трещиноватости и кавернозности пород.

В новых оценочных скважинах, несмотря на значительно возросшие технические возможности операций по отбору керна, вынос керна также оказался не полным, и составил в среднем 86,0 %. Тем не менее, по данным исследований керна оценочных скважин №№ 2 ОЦ и 7 ОЦ установлено, что пласты-коллекторы с улучшенными ФЕС представлены в основном биогермными известняками с трещинно-кавернозно-поровым типом пустотного пространства.

Геолого-геофизические планшеты по оценочным скважинам №№ 2 ОЦ и 7 ОЦ представлены на рисунках 3.1 - 3.2 [24].

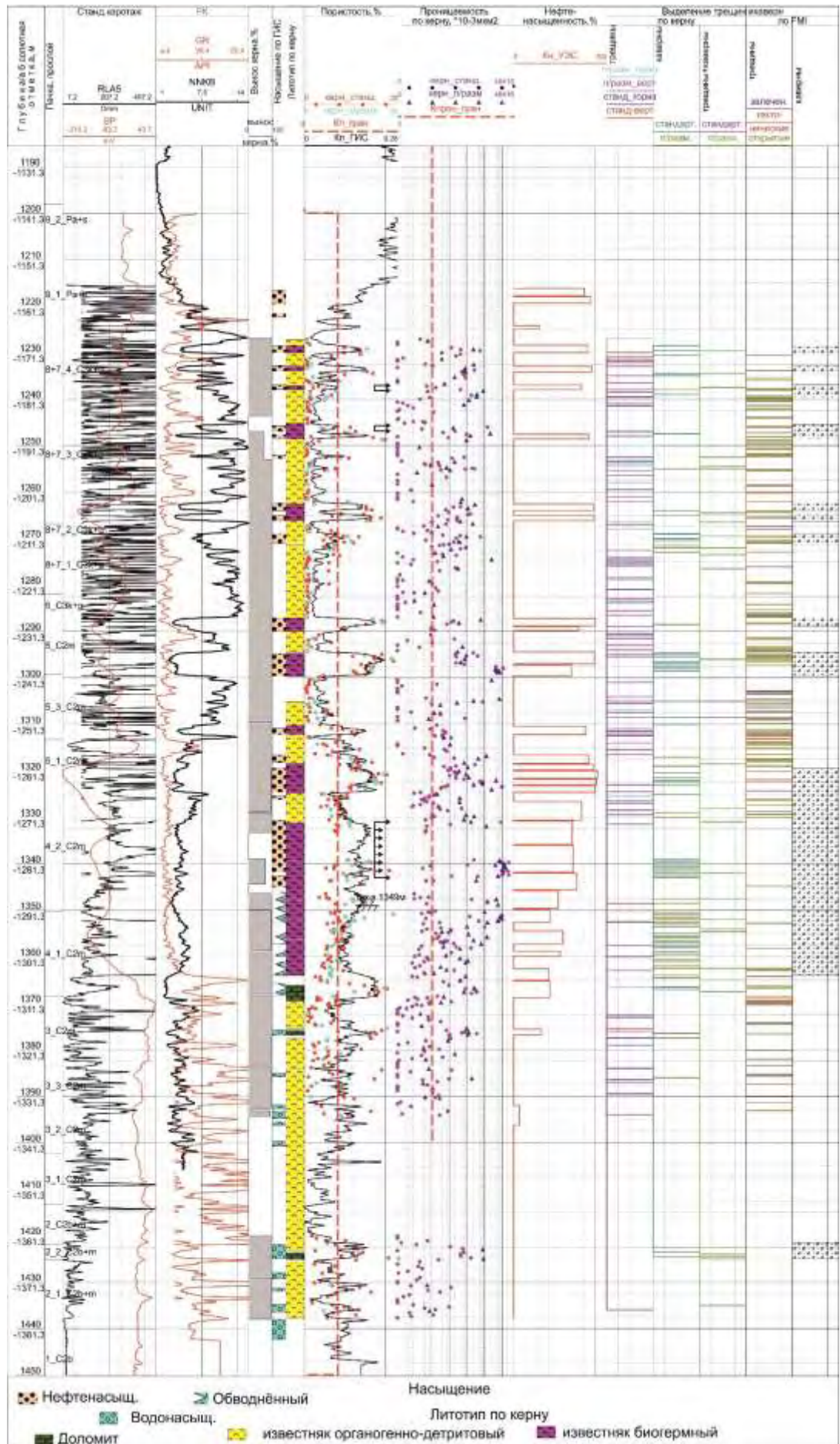


Рисунок 3.1 – Геолого-геофизический планшет оценочной скважине № 2 ОЦ [24].

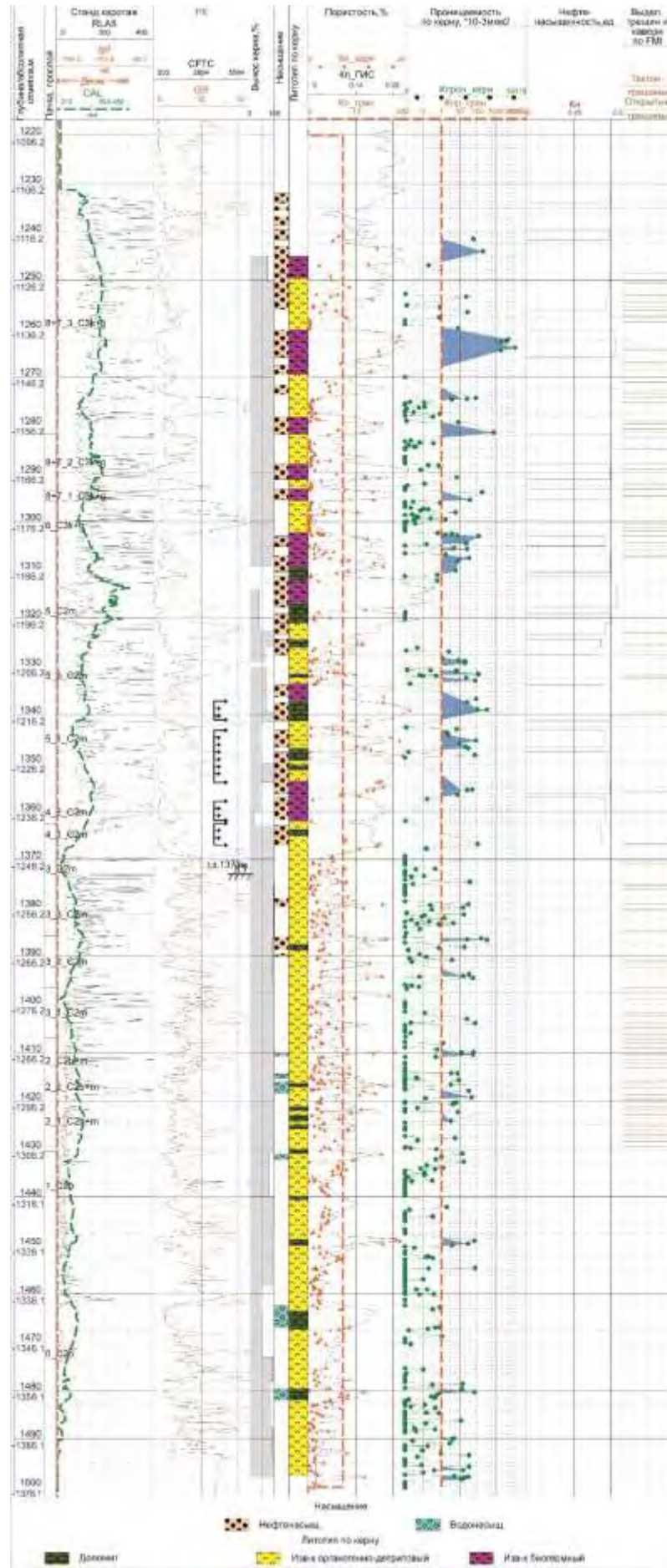


Рисунок 3.2 – Геолого-геофизический планшет оценочной скважине № 7 ОЦ [24].

Лучшими коллекторскими свойствами характеризуются биогермные известняки. Данный тип пород состоит из разноразмерных органических остатков, карбонатная неорганогенная часть породы (цемент) образована кальцитом. Проницаемость биогермных известняков достигает $24672 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при среднем значении $1661 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Общая пористость в среднем составляет 0,173. Тип структуры пустотного пространства преимущественно каверно-поровый и трещинно-каверно-поровый. Каверновая пористость изменяется от 0 и до 0,081 при среднем значении 0,022. Нефтенасыщенность на момент исследования керна в среднем составляла 57,3 % и изменялась в интервале от 25,3 до 80,7 %. Средняя величина остаточной водонасыщенности - 30,13 %. В оценочных скважинах №№ 2 ОЦ и 7 ОЦ с биогермными известняками связано 20,5 % вскрытой толщины.

Для известняков органогенно-детритовых средняя общая пористость составляет 0,169. По сравнению с биогермными известняками проницаемость органогенно-детритовых известняков оказывается намного ниже. Среднее значение проницаемости составляет $157 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и изменяется в интервале от $1,02 \cdot 10^{-3}$ до $6840 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Преобладающие типы структуры пустотного пространства - поровый, трещинно-поровый и каверно-поровый. Каверновая пористость изменяется от 0 до 0,047 при среднем значении 0,01. Нефтенасыщенность на момент исследования керна в среднем составляла 37,5 % и изменялась в интервале от 16,5 до 76,4 %. Средняя величина остаточной водонасыщенности – 37,6 %. В оценочных скважинах органогенно-детритовые известняки имеют наибольшее распространение, с ними связано 73,8 % вскрытой толщины.

В доломитах среднее значение пористости составляет 0,191, проницаемости - $503 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. На долю доломитов приходится около 10,0 % вскрытой толщины разрезов скважин №№ 2 ОЦ и 7 ОЦ. Как правило, доломиты распространены в нижнем объекте. Для них характерен в основном каверно-поровый и поровый тип структуры пустотного пространства. Каверновая пористость изменяется от 0 до 0,10 и в среднем составляет около 0,026. Нефтенасыщенность на момент исследования керна в среднем составляла 48,3 %, остаточная водонасыщенность –

29,0%. В оценочных скважинах №№ 2 ОЦ и 7 ОЦ с доломитами связано 5,6 % вскрытой толщины

По данным керновых исследований общая пористость в отдельных пластах может достигать 0,30 - 0,40. При этом пористость основной массы керновых образцов (около 90 %) сосредоточена в интервале от 0,10 до 0,20. Высокая пористость пластов-коллекторов в основном связана с наличием крупных каверн. Также встречаются прослои высокопористых известняков с песчаниковидной структурой. В целом среднее значение общей пористости пластов - коллекторов по керну составляет 0,174 (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна.

Параметры	Нижний объект	Средний объект	Верхний объект	Залежь в целом
Коэффициент пористости				
Количество скважин	29	17	14	48
Количество определений	656	235	36	927
Минимальное значение, ед.	0,1	0,1	0,1	0,1
Максимальное значение, ед.	0,389	0,313	0,305	0,389
Среднее значение, ед.	0,176	0,169	0,166	0,174
Коэффициент проницаемости				
Количество скважин	29	17	14	48
Количество определений	657	235	36	928
Минимальное значение, 10^{-3} мкм ²	1	1	1	1
Максимальное значение, 10^{-3} мкм ²	24672	18726	3527	24672
Среднее значение, 10^{-3} мкм ²	666	430	138	567

Проницаемость керновых образцов изменяется от $1 \cdot 10^{-3}$ до $24672 \cdot 10^{-3}$ мкм². Основная часть образцов (93 %) имеет проницаемость до $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм². Как следует из таблицы 2.6, среднее значение проницаемости пластов - коллекторов по керну составляет $567 \cdot 10^{-3}$ мкм².

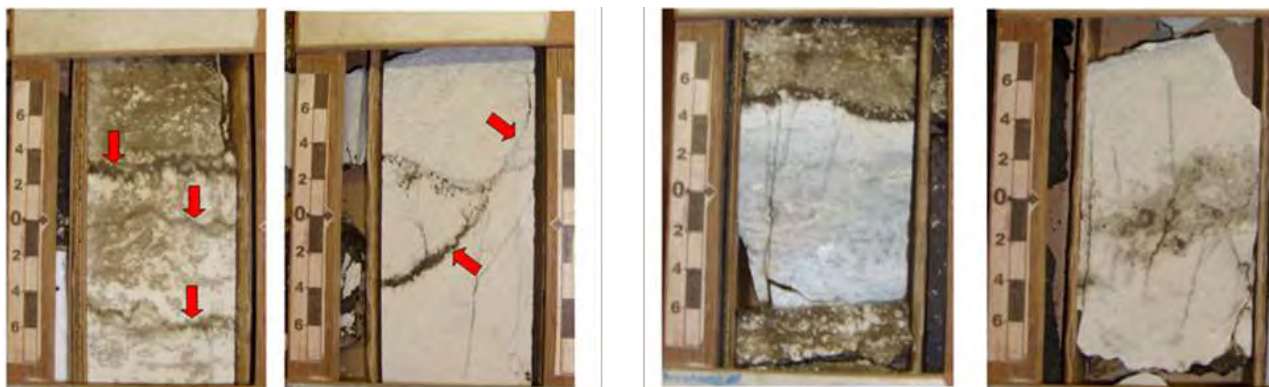
Пласты-коллекторы среднего и нижнего объекта характеризуются наилучшими ФЕС. Среднее значение общей пористости продуктивных отложений нижнего объекта равно - 0,176, среднего объекта - 0,169, при этом среднее значение проницаемости для этих объектов составляет $665 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ и $430 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, соответственно (см. таблица 3.3).

Керн, отобранный в новой оценочной скважине № 2 ОЦ по величине выноса, плотности и составу литолого-петрофизических исследований явился наиболее полной информационной базой о фильтрационно-емкостных свойствах пластов для залежи в целом, хотя эта скважина и не входит в состав центральной укрупненной зоны. По результатам проведенного анализа кернового материала скважины № 2 ОЦ были выявлены следующие типы трещин (рисунок 3.3) [24]:

1. Стилолиты – большинство стилолитов имеют сильно извилистую траекторию.
2. субвертикальные открытые трещины и каверны – связаны, главным образом, со стилолитами. Средняя длина таких трещин изменяется в интервале от 8 см до 20 см. Как правило, открытые субвертикальные открытые трещины и каверны заполнены нефтью. Большинство из них расположено в пластах с низкой пористостью.
3. субвертикальные открытые трещины внутри пористых нефтенасыщенных прослоев – это тектонические трещины, имеющие практически плоские поверхности. Их средние геометрические параметры характеризуются следующими величинами:
 - длина – от 10 см до 50 см;
 - угол падения – от 750 до 900.

В керновом материале скважины № 2 ОЦ удалось обнаружить несколько субвертикальных открытых трещин, которые, как правило, не приурочены к какому-либо одному литотипу и встречаются как в пласта-коллекторах, так и в пластах-неколлекторах.

а)



б)



Рисунок 3.3 – Типизация трещин по керну скважины №2 ОЦ [24]:

- а) субвертикальные открытые трещины и каверны в плотных карбонатных прослоях между пористыми нефтенасыщенными пропластками,
 б) субвертикальные открытые трещины внутри пористых нефтенасыщенных прослоев.

Главные выводы по результатам анализа кернового материала скважины № 2 ОЦ с точки зрения развития трещиноватости состоят в следующем:

- выявленные трещины в основном являются субвертикальными открытыми и сконцентрированы в пластах с пористостью менее 2,5 %, представленных преимущественно органогенно-детритовыми известняками (рисунок 3.4) [24];
- длина выявленных трещин, как правило, ограничивается присутствующими стилолитами или толщиной вмещающих пластов;
- большинство выявленных трещин заполнены нефтью, и, скорее всего, обеспечивают гидродинамическую связь окружающих их пластов-коллекторов.

Комплексирование стандартных ГИС, FMI и исследования керна новых оценочных скважин позволило дифференцировать пласты-неколлекторы на непроницаемые и трещиноватые разности. «Чистые» по ГК пласты-неколлекторы являются преимущественно трещиноватыми. К непроницаемым разностям относятся плотные пласты-неколлекторы, характеризующиеся повышенными значениями ГК, и прослойки заглинизированных известняков.

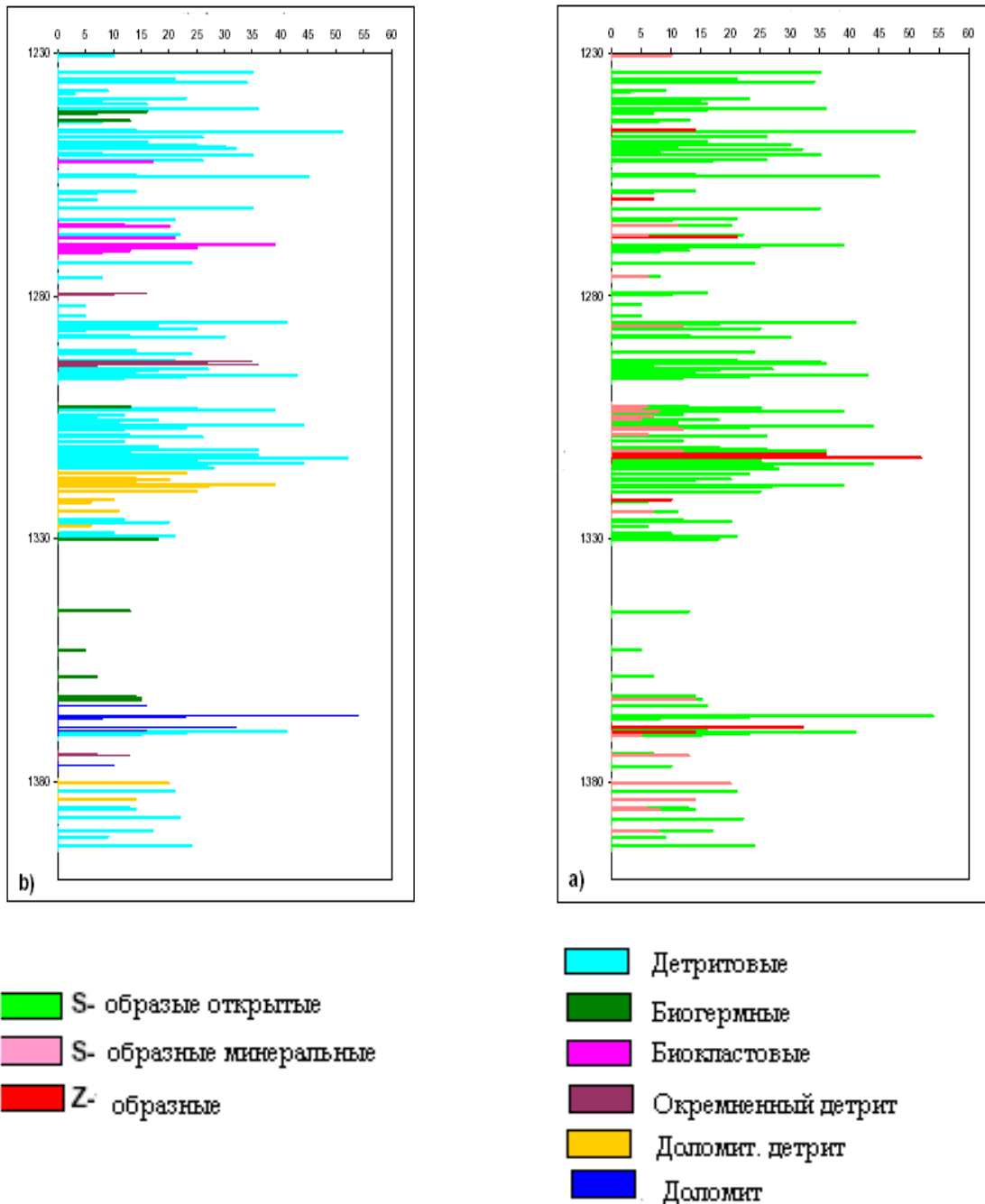


Рисунок 3.4 – Связь между трещиноватостью и литотипами пород.

Таким образом, применение современной аппаратуры и новых методик работы с керном впервые обнаружили проницаемости отдельных образцов керна, сопоставимые с определениями интегральных проницаемостей коллекторов методами ГДИС, при этом средняя проницаемость по керну возросла в 10 с лишним раз.

3.3 Современные скважинные геофизические методы изучения трещиноватости

Промыслово-геофизические исследования (ГИС), которые проводятся по всему стволу скважин, представляют определенный интерес для выделения трещинных и трещинно-карстовых коллекторов. Учитывая ограниченность комплекса ГИС, использованного в процессе эксплуатационного разбуривания пермо-карбоневой залежи в 70 - 80-ых годах прошлого столетия, а также, что данные исследования не позволяют изучать сложнопостроенные резервуары в масштабе всего продуктивного пласта или объекта, начиная с 2003 года, в новых скважинах проводятся исследования методом FMI, по результатам которых можно получить более точное и полное представление о следующих количественных параметрах выявленных трещин:

- геометрических атрибутах (ориентации, угле наклона, линейной плотности);
- типе трещин (открытые, залеченные, техногенные, связанные с разломами);
- наличию в разрезе скважины интервалов интенсивной трещиноватости.

Кроме того, используется электрический микросканер компании «Шлюмберже» Formation MicroScanner™ (FMS™), прибор позволяющий изучать неоднородности разреза на микролатеральном уровне. Он воспроизводит на основе электрического зондирования внутреннюю стенку скважины. Открытые трещины, которые отличаются более высокой электропроводностью от плотных пород, проявляются в виде темных очертаний, а крупные каверны и пещеристые полости выглядят, как маленькие темные пятнышки и большие неровные пятна.

С помощью геофизических исследований методом FMI в скважинах: №№ 1 ОЦ, 2 ОЦ, 1 ГС, 2 ГС, 3 ГС, 5 ГС, 7 ОЦ и боковом стволе скважины № 3146 были выделены интервалы развития трещиноватости и кавернозности вскрытых пластов, что позволило повысить освещенность залежи сведениями о распространении пластов - коллекторов и их свойствах во всех новых оценочных и горизонтальных скважинах [24]. С помощью FMI - исследований удалось определить углы и азимуты падения пластов и трещин, плотность и раскрытость трещин, интервалы развития кавернозности и значение каверновой пористости.

В качестве примера на рисунках 3.5, 3.6 показаны результаты исследований методом FMI горизонтальной скважины № 2 ГС и оценочной скважины № 2 ОЦ.

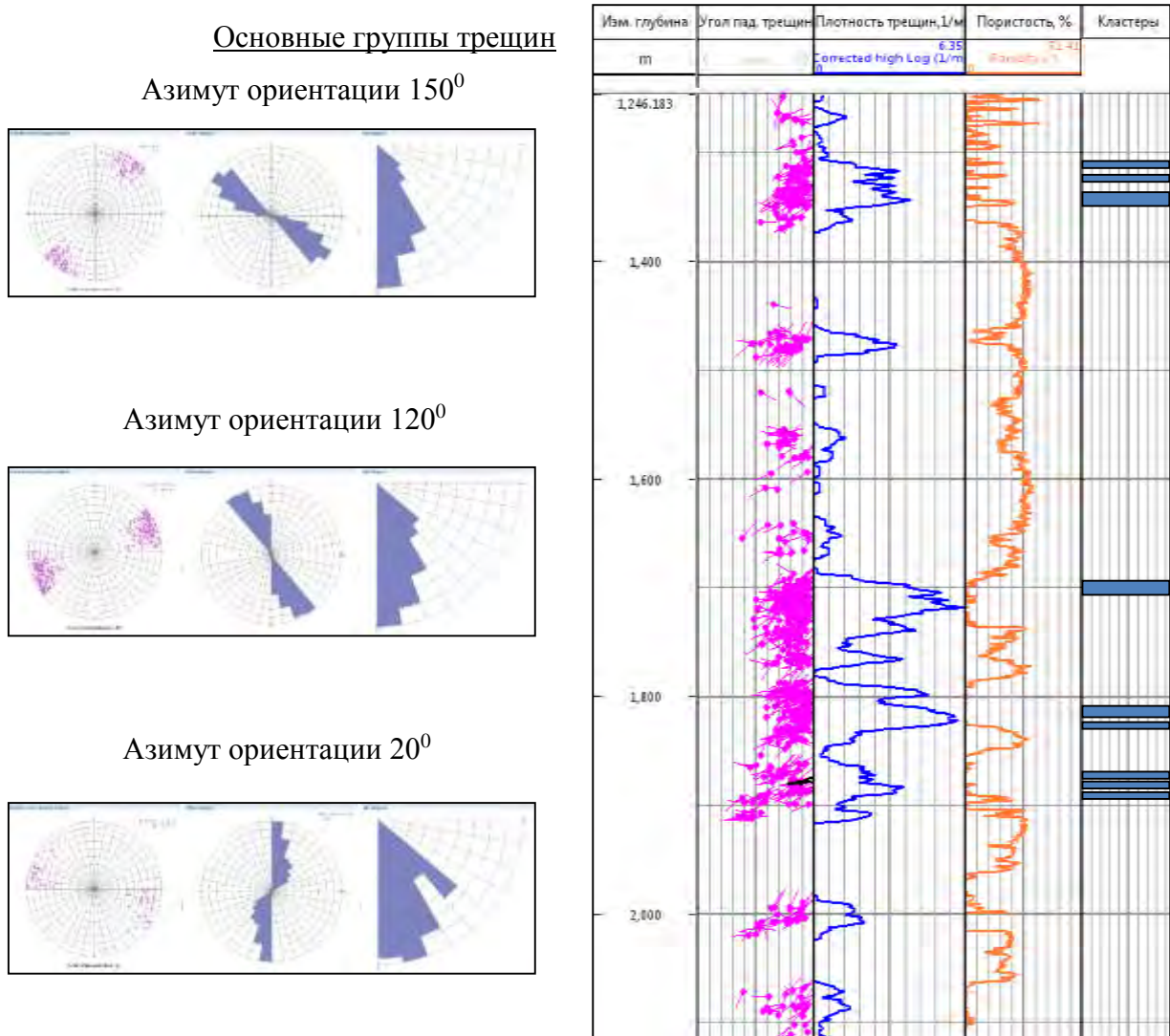


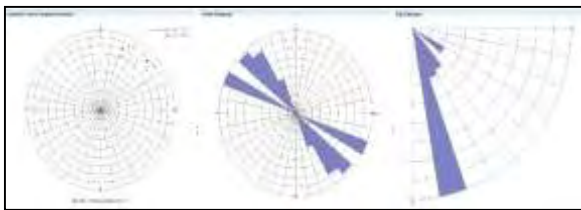
Рисунок 3.5 – Результаты FMI исследования вскрытых пластов в горизонтальной скважине № 2 ГС [24].

Основные группы трещин

Азимут ориентации 150°



Азимут ориентации 120°



Азимут ориентации 20°

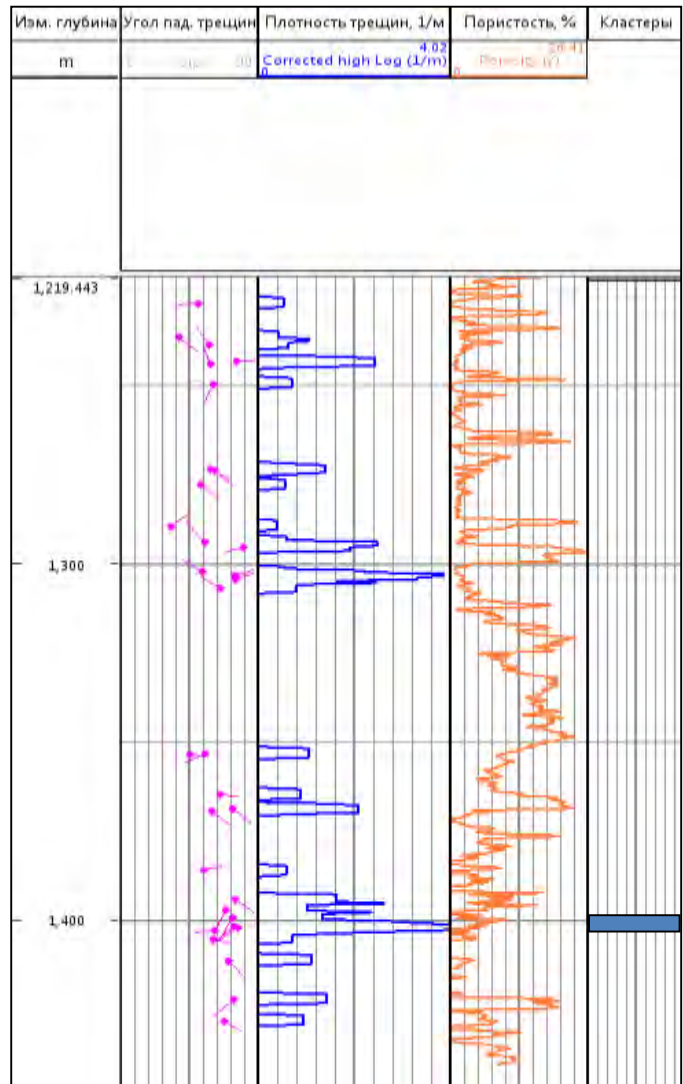


Рисунок 3.6 – Результаты FMI исследования вскрытых пластов в горизонтальной скважине № 2 ОЦ [24].

По результатам всех выполненных на залежи FMI исследований можно сделать следующие выводы:

- горизонтальные скважины, расположенные в сводовой части структуры, оказываются более трещиноватыми, чем вертикальные;
- большая часть трещин, выявленных как в горизонтальных, так и в вертикальных скважинах, являются открытыми и субвертикальными;
- выявленные трещины объединяются в три основные группы в зависимости от азимута ориентации: 150° , 120° и 20° ;

– по своему генезису выявленные трещины преимущественно являются литогенетическими, на что, прежде всего, указывает обратная зависимость между значениями плотности выявленных трещин и пористости пластов.

Однако, несмотря на положительный опыт по применению ГМІ исследований в ранее пробуренных оценочных и горизонтальных скважинах данный метод не позволяет определить пространственную ориентировку трещин с оконтуриванием высокопроницаемых трещинных зон по площади.

В тоже время эти недостатки преодолеваются при дополнительном изучении трещиноватости и оконтуривании высокопроницаемых зон пермо-карбоновой залежи как дистанционными, так и геофизическими методами.

3.4 Дистанционные методы изучения трещиноватости

Выполнение дистанционных съемок геологических объектов для нефтяной и газовой отраслей на поисковом этапе является одним из приоритетных направлений. Массовое использование информации, полученной по результатам аэрофотосъемок, не только способствует ускоренному изучению геологического строения многих ранее мало исследованных территорий, но и стимулирует разработку принципиально нового направления геологических исследований и поисков полезных ископаемых на основе дешифрирования космических снимков.

Весьма перспективным представляется использование результатов дешифрирования аэрокосмических снимков для трассирования трещинно-карстовых зон месторождений нефти и газа. В частности, использование этого метода на площадях Тимано-Печорской провинции (ТПП) дало неплохие результаты [22, 26, 27]. Поэтому данные дешифрирования аэрокосмических снимков на локальных структурах ТПП, выполненные различными исследователями, также были использованы для решения задач идентификации зон высокой проницаемости.

Так, при сопоставлении трещинно-карстовых зон, прослеженных в разрезе пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, с результатами

дешифрирования аэрофотоснимков (АФС), проведенных сотрудниками института «ПечорНИПИнефть», установлено, что многие зоны интенсивной трещиноватости совпадают с выделенными зонами, а также малоамплитудными нарушениями [15]. Кроме того, высокопроницаемые зоны отличаются более высокой плотностью тектонических нарушений от смежных участков, а в пределах высокопроницаемых зон также концентрируются «узлы» пересечения «трещинных коридоров» различного простирания (рисунок 3.7).

Таким образом, на примере идентификации трещинно-карстовых зон пермокарбоновой залежи Усинского месторождения использование данных дешифрирования аэрокосмических снимков для прогноза зон высокой проницаемости позволяет достаточно оперативно прогнозировать основные направления пространственного развития «трещинных коридоров» в карбонатных отложениях. В тоже время детализация распространения высокопроницаемых трещинных зон будет достигнута в комплексе с традиционными геолого-геофизическими методами изучения трещиноватости и оконтуривания.

Таким образом, на примере идентификации трещинно-карстовых зон пермокарбоновой залежи Усинского месторождения использование данных дешифрирования аэрокосмических снимков для прогноза зон высокой проницаемости позволяет достаточно оперативно прогнозировать основные направления пространственного развития «трещинных коридоров» в карбонатных отложениях. В тоже время детализация распространения высокопроницаемых трещинных зон будет достигнута в комплексе с традиционными геолого-геофизическими методами изучения трещиноватости и оконтуривания.



Рисунок 3.7 – Карта мощностей высокоомной части пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения с элементами дешифрирования АФС [15]:

1 – изопакиты высокоомной части (м); 2 – зоны тектонического разуплотнения; 3 – контур нефтеносности; 4 – скважины, пробуренные без осложнений; 5 – скважины с полным поглощением промывочной жидкости в толще пермо-карбоновой залежи; 6 – скважины с частичным поглощением промывочной жидкости в толще пермо-карбоновой залежи; 7 – опытно-промышленный участок паротеплового воздействия (ПТВ-1); 8 – участки, на которых планировалось проведение опытных работ по влажному внутрипластовому горению; 9 – границы опытно-промышленных участков; 10 – линия геологического профиля; 11 – зоны интенсивной трещиноватости по данным дешифрирования аэрофотоснимков (АФС), проведенного В.В. Ельниковым и др. (1987 г.).

3.5 Геофизические методы изучения трещиноватости и оконтуривания высокопроницаемых зон пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

На ряду с дистанционными методами изучения трещиноватости (аэрофотосъёмка и др.) использование полевых геофизических методов (сейсмо-, грави- и электроразведки) для прогноза высокопроницаемых, трещинных и трещинно-карстовых зон на поисковом и разведочном этапах геологоразведочных работ (ГРР) при небольшом количестве пробуренных скважин может оказаться довольно результативным.

Современные направления в сейсморазведке, такие как прогнозирование геологического разреза, трехмерная сейсморазведка и др. выступают главными, а порой единственными методами прогноза зон повышенной проницаемости исследуемого разреза и позволяет осуществить выбор наиболее перспективных участков для заложения поисковых и разведочных скважин.

С учётом того, что пермо-карбоновая залежь, в структурном каркасе которой прослеживаются элементы различной конфигурации и простираения (разрывы, приводящие к вертикальному смещению блоков осадочного чехла, а также к нарушениям без смещений или пликативными дислокациями, которые могут быть также следствием малоамплитудных горизонтальных сдвигов в толще фундамента) расположена в сложной тектонической зоне, полноценное, объемное представление о структурно-тектонической модели залежи может быть сформировано, главным образом, на основании площадных сейсморазведочных исследований.

По результатам сейсморазведочных работ 2 D МОГТ, проведенных ещё в 1991 - 1992 годах в восточной части залежи было уточнено структурно-тектоническое строение залежи в пределах изученного района. При этом были выявлены карбонатные постройки различных циклов «рифтообразования» и несколько малоамплитудных тектонических нарушений сбросового характера. Анализ данных детальной сейсморазведки показал, что субвертикальные зоны

трещиноватости и карста на временных разрезах выделяются в виде участков отсутствия отражений (рисунок 2.5, пикеты 22-31, интервал 1,0-1,2 сек.) или субвертикальных аномалий сейсмической записи (рисунок 2.6, пикеты 8-13, интервал 0,7-1,3 сек.).

На этих же участках зафиксированы дизъюнктивные нарушения, пронизывающие снизу осадочный чехол на Усинской площади вплоть до верхнепермских пород [15] (рисунки, 3.8, 3.9).

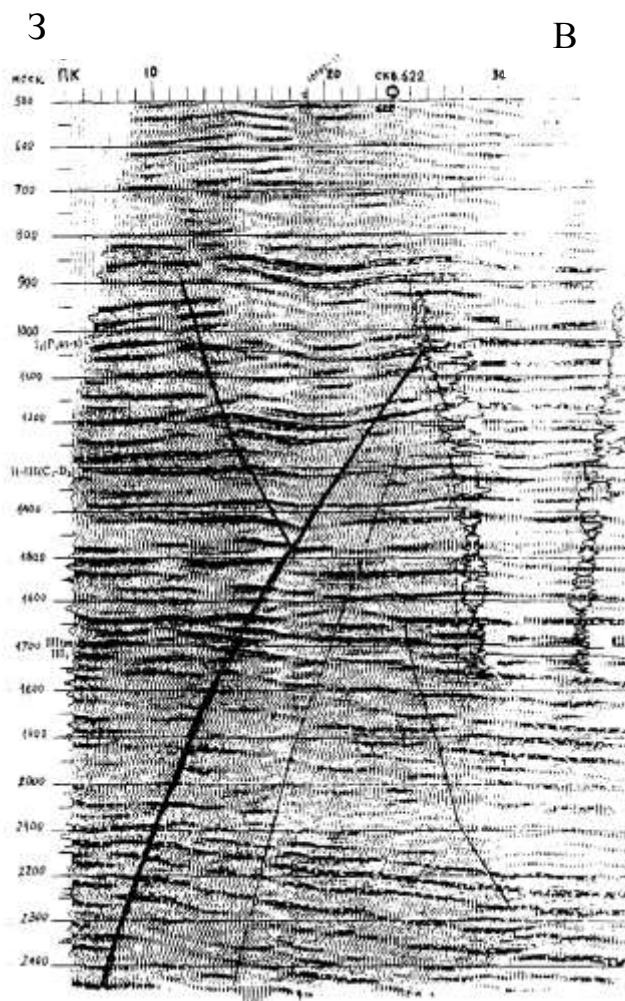


Рисунок 3.8 – Фрагмент временного сейсмического профиля 10492-02 «вкрест» простирания Усинской структуры (по данным «Печорнипинефть»).

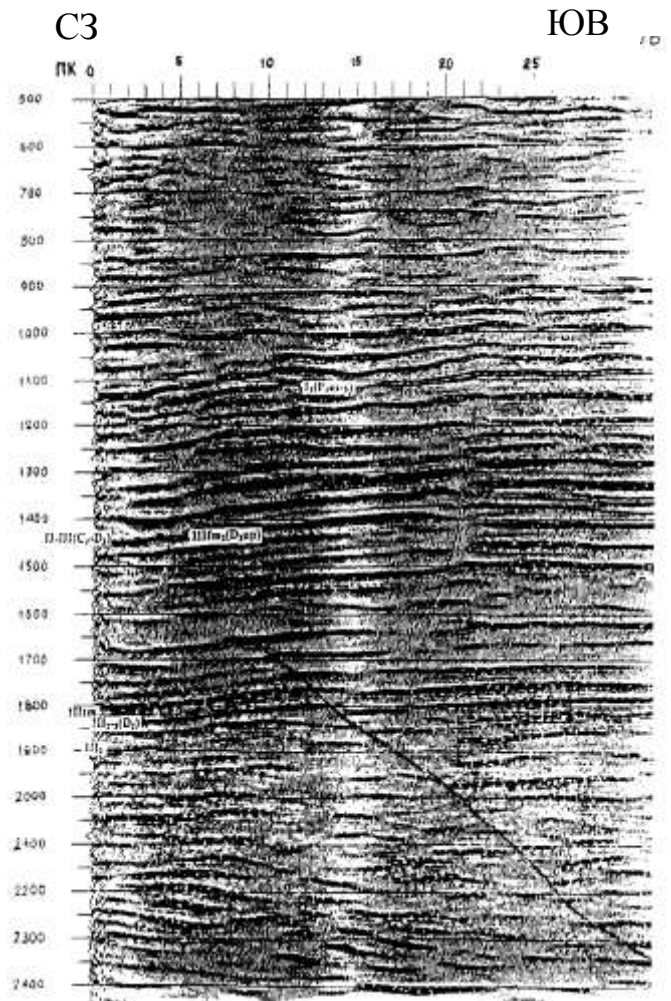


Рисунок 3.9 – Фрагмент временного сейсмического профиля 10492-20 вдоль простирания Усинской структуры (по данным «Печорнипинефть»).

В настоящее время общая площадь пермо-карбоновой залежи, на которой проведены двумерные или трехмерные сейсмические работы составляет всего 73,1 км², т.е. значительная часть залежи остается сейсмически недоизученной (около 30 % от всей площади нефтеносности) [24]. В том числе не охваченной сейсмическими исследованиями остаётся зона залежи в ее сводовой части (рисунок 3.10).

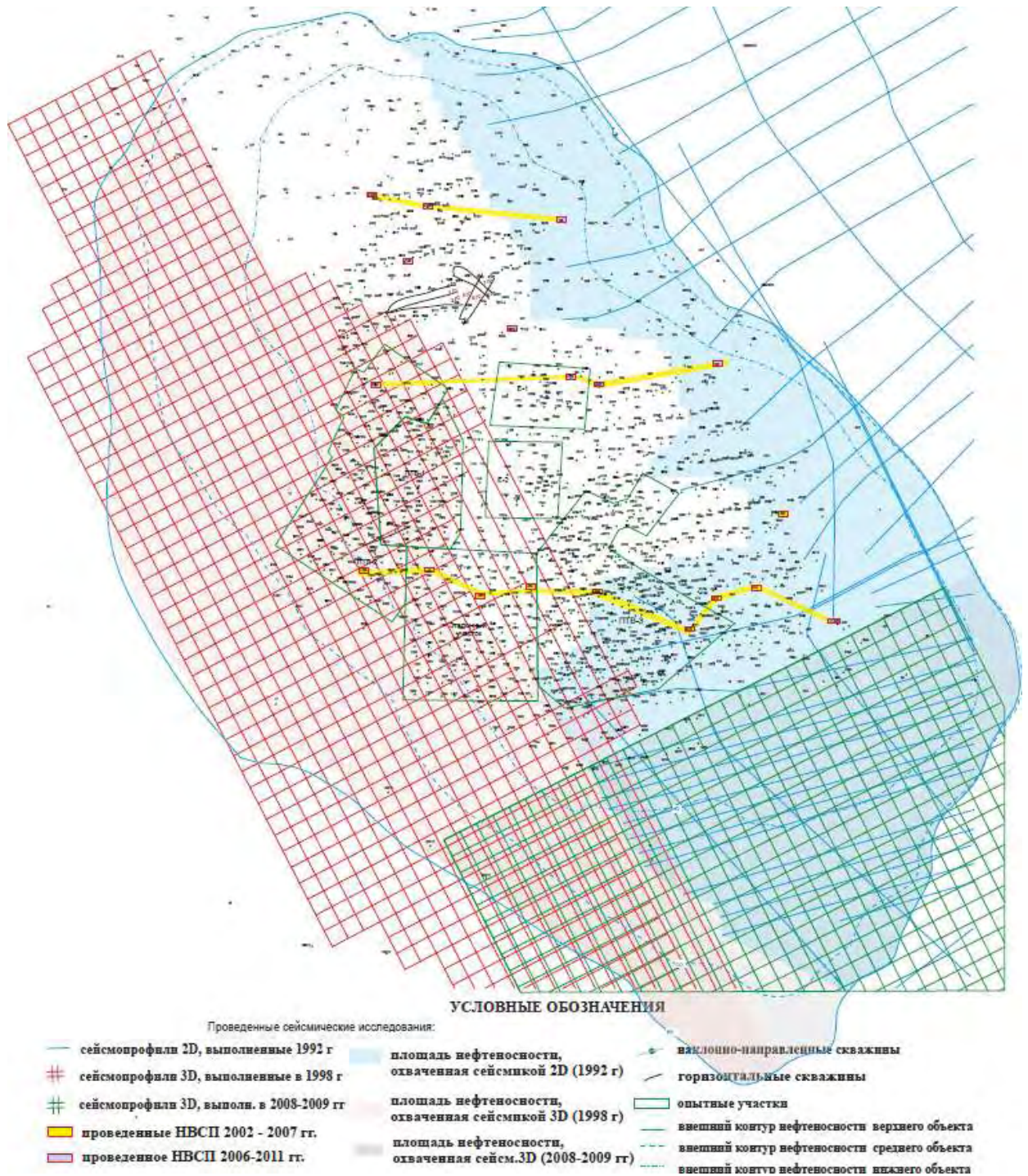


Рисунок 3.10 – Схема геолого-геофизической изученности пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения сейсмическими методами [22, 26, 27].

Большинство выявленных сейсмическими методами малоамплитудных структурных дислокаций (разломов, интенсивно трещиноватых зон) имеет азимут ориентации, равный примерно 150° [24] (рисунок 3.11).

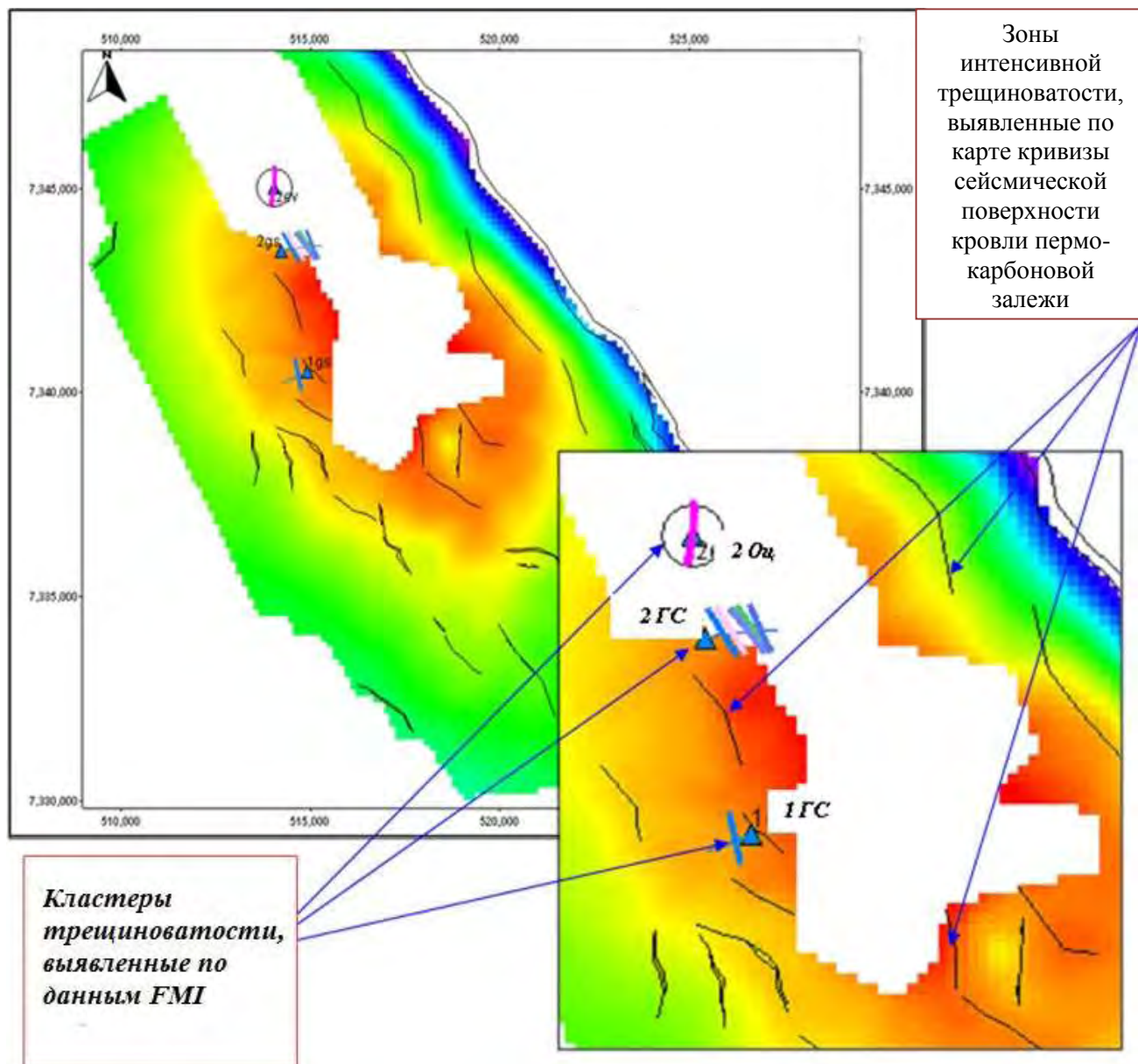


Рисунок 3.11 – Система выявленных зон трещиноватости по результатам анализа карты кривизны сейсмической поверхности кровли залежи [24].

Таким образом, зоны трещиноватости, выделенные по результатам сейсмических исследований подтверждают ориентацию оси складки и направление основного множества выявленных трещин в новых скважинах по данным FMI исследований.

Кроме того, по данным электроразведки зоны разуплотнения на Усинском месторождении так же фиксируются в северо-западном, северо-восточном и субширотном направлении в соответствии с аномалиями повышенного сопротивления, выделенными в тиманско-саргаевской глинистой покрывке. Как правило, электрические аномалии в флюидоупорной толще являются следствием физико-химических процессов взаимодействия мигрирующих углеводородов и пород [13, 28, 29]. Соответственно, в периоды тектонической активизации и роста структуры породы-флюидоупоры теряют экранирующие свойства и, вследствие вертикальной миграции флюидов и проходящих при этом физико-химических процессов взаимодействия флюидов и пород, изменяют свои первоначальные электрические свойства. Поэтому в пределах зон вертикальной трещиноватости и тектонических нарушений перекрывающие залежь породы будут характеризоваться аномальными значениями электрических параметров относительно участков, не подверженных тектоническим дислокациям, где электрические характеристики имеют фоновое значение.

На этих принципах основан способ специальной обработки данных стандартного электрокаротажа, разработанный А.В.Петуховым и др. в 1991 году [15].

Данный способ идентификации высокопроницаемых трещинных зон по электрическим параметрам пород-покрывок впервые был применен на Усинском месторождении [13]. Для трассирования зон трещиноватости выделенная и прослеженная по корреляционным признакам на каротажных диаграммах пермская глинисто-алевролитовая толща, являющаяся покрывкой пермокарбоневой залежи, была разбита по характерным реперам на четыре пачки: I, II, III, IV. Каротажные диаграммы оцифровывались на специальном преобразователе и записывались на магнитный носитель. Затем по специально разработанной программе «GSC» [11] на ЭВМ были определены интегральные электрические характеристики как для всей глинистой толщи в целом, так и для отдельных пачек.

По всем обработанным скважинам были рассчитаны следующие электрические параметры слоистого разреза: среднее продольное (ρ_l), поперечное

(ρ_t) и эффективное (ρ_m) сопротивления, а также коэффициент анизотропии (λ). Всего таким способом было отработано около 200 каротажных диаграмм по скважинам, равномерно охватывающим разбуренную часть пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. После получения необходимых электрических характеристик были построены карты рассчитанных параметров. На этих картах зонам вертикальной трещиноватости соответствуют аномалии повышенных электрических сопротивлений (ρ_l , ρ_t , ρ_m и T), коэффициента анизотропии (λ) и пониженной электропроводимости (S).

Наиболее четко зоны разуплотнения фиксируются по ρ_l , ρ_t , ρ_m , и λ , так как эти параметры не зависят от изменения мощности исследуемого разреза по сравнению с параметрами S и T , которые, кроме электрической неоднородности, отражают изменение мощностей изучаемой толщи.

На рисунке 3.12 приведена карта среднего поперечного сопротивления пачки III (ρ_{Σ}) верхнепермских глинистых отложений Усинского месторождения [15].

На карте отчетливо фиксируются максимальные аномалии над участками пересечения зон трещиноватости различной ориентировки, что свидетельствует о значительном влиянии тектонических дислокаций на электрические свойства флюидоупоров, особенно при пересечении двух и более систем трещин. Близкую конфигурацию имеют аномалии и по другим пачкам, хотя в вышележащих они выражены менее контрастно. Так, если по нижней части пермской глинистой толщи (пачки III и IV) значения ρ_t в зонах трещиноватости выше фонового в 2-4 раза, то по верхнему интервалу покрышки (пачка I) значения ρ_t выше фонового всего на 1 - 2 Ом·м.

Таким образом, изучение пермской глинистой покрышки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения позволило не только подтвердить наличие субвертикальных трещинных зон в карбонатных отложениях, но и подтвердить их сквозной характер через глинистые породы [130]. Использование данного способа также показало хорошую сходимость с данными, полученными FMI исследованиями.

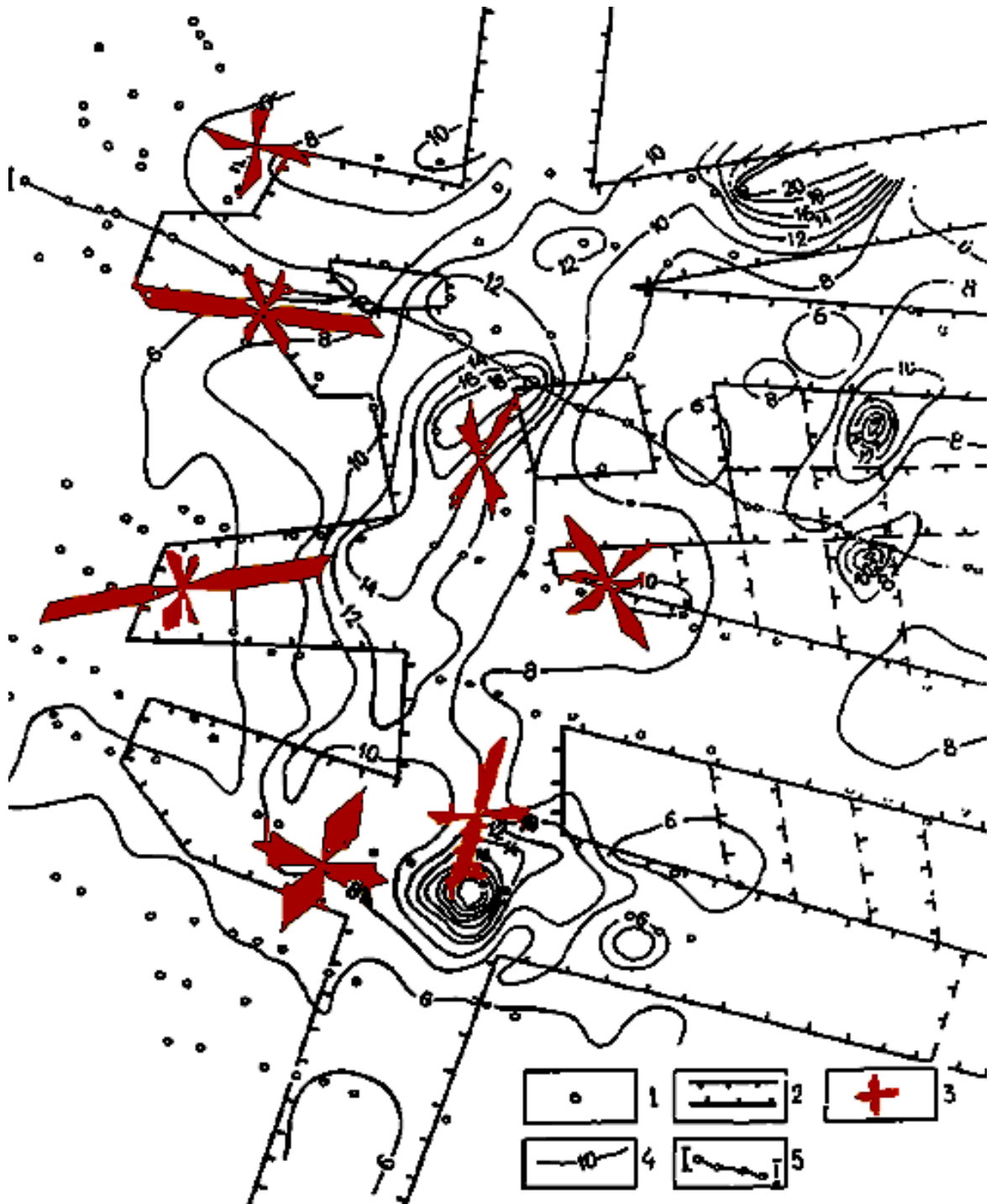


Рисунок 3.12 – Карта среднего поперечного сопротивления пачки III глинисто-алеуритовых отложений верхней перми Усинского нефтяного месторождения [15]: 1 – эксплуатационные скважины; 2 – зоны разуплотнения; 3 – роз-диаграммы трещиноватости по керну; 4 – линии равного сопротивления в Ом.м (изоомы); 5 – линия геологического профиля.

Наряду с сейсмо- и электро-разведкой для прогноза высокопроницаемых зон на поисковом и разведочном этапе можно достаточно эффективно использовать

данные гравиметрической разведки принцип которой основан на зависимости силы тяжести на земной поверхности от плотности горных пород. Породы, насыщенные нефтью или газом имеют меньшую плотность по отношению к породам, содержащим воду, что соответственно влияет на распределение естественного поля силы тяжести на земной поверхности.

В пределах субвертикальных зон повышенной трещиноватости пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения (рисунок 3.13) карбонатные породы обладают «дефицитом» плотности, что нашло отражение в виде локальных отрицательных аномалий силы тяжести (Δg) [15].

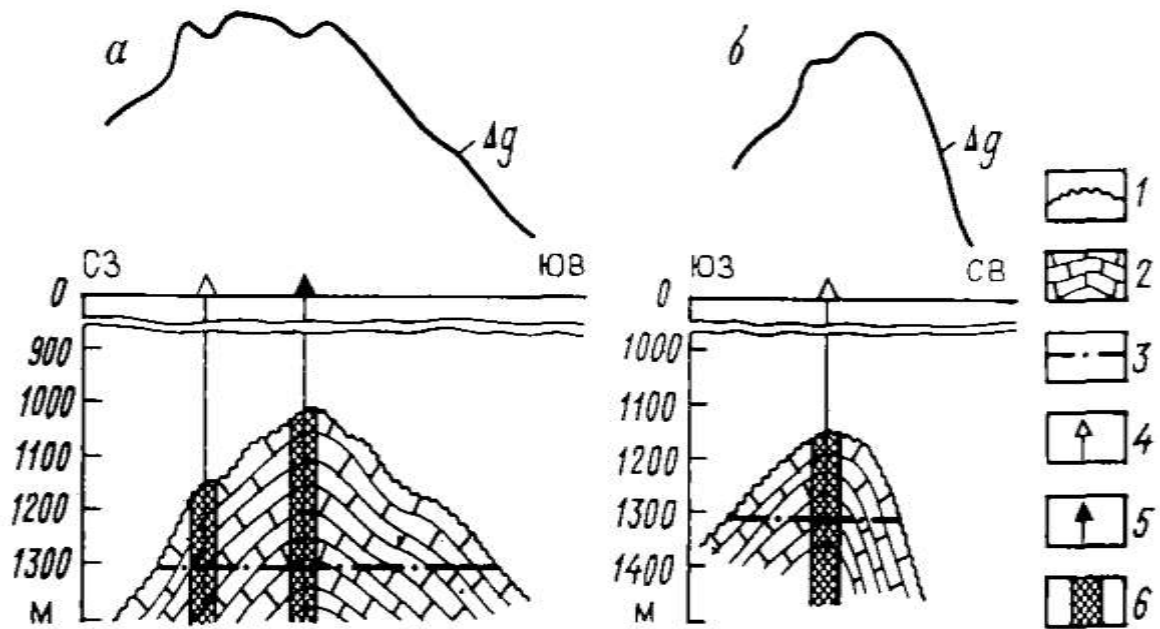


Рисунок 3.13 – Отражение зон развития трещинно-карстовых коллекторов на графиках Δg на продольном (а) и поперечном (б) профилях пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения [15]: 1 – кровля карбонатных отложений; 2 – карбонатные породы, вмещающие залежь нефти; 3 – водонефтяной контакт; 4 – разведочные скважины; 5 – эксплуатационные скважины; 6 – субвертикальные зоны повышенной трещиноватости.

Приведенные выше примеры наглядно свидетельствуют о возможности эффективного использования данных сейсмо-, электро- и гравиразведки для

прогноза трещинных и трещинно-карстовых зон в нефтегазоносных резервуарах. В тоже время, необходимо учитывать то, что аномалии, подобные тем, которые регистрируются в трещинных дислокациях, могут образовываться и за счет других особенностей геологического строения изучаемого разреза, что очень часто затрудняет получение однозначных выводов при интерпретации полевых геофизических материалов.

Кроме того, сеть мало амплитудных структурных дислокаций выявленная по результатам сейсмических исследований, как ранее говорилось, является незавершенной ввиду того, что зоны в сводовой части залежи, (где расположено большинство скважин исследованных методом FMI) до настоящего времени не покрыты сейсмическими исследованиями. Поэтому для выявления дополнительных зон активной вертикальной трещиноватости были использованы результаты детальной корреляции.

3.6 Проведение детальной корреляции продуктивных пластов в пределах актуальных зон пермо - карбоновой залежи Усинского месторождения

Как известно детальная корреляция разрезов скважин является основным методом изучения внутреннего строения резервуаров, построенным на принципе сопоставления разрезов скважин с целью выделения в разрезах и прослеживания по площади одноименных комплексов, горизонтов, пластов-коллекторов и непроницаемых прослоев между ними. Этот метод позволяет выяснить условия залегания пластов, степень постоянства их толщины и геолого-физических параметров.

Уточненная детальная корреляция разрезов скважин пермо-карбоновой залежи была выполнена рядом специалистов под руководством И.С. Гутмана с использованием имеющихся каротажных материалов и результатов исследования керна.

В задачи работы по детальной корреляции также входило выделение в разрезах скважин пластов-коллекторов с улучшенными фильтрационно-

емкостными свойствами (так называемых, биогермах) и диагностирование месторасположения на площади залежи тектонически активных зон (линеаментов).

Из обобщения имеющегося каротажного материала установлено, что для детального изучения карбонатного разреза залежи наиболее информативными методами ГИС являются индукционный каротаж (ИК), потенциал – зонд (PZ), гамма-каротаж (GK) и нейтронно-гамма каротаж (NGK).

Как видно из рисунка 3.14, где представлены каротажные кривые для одной из скважин, разрез залежи имеет преимущественно слоистую структуру.

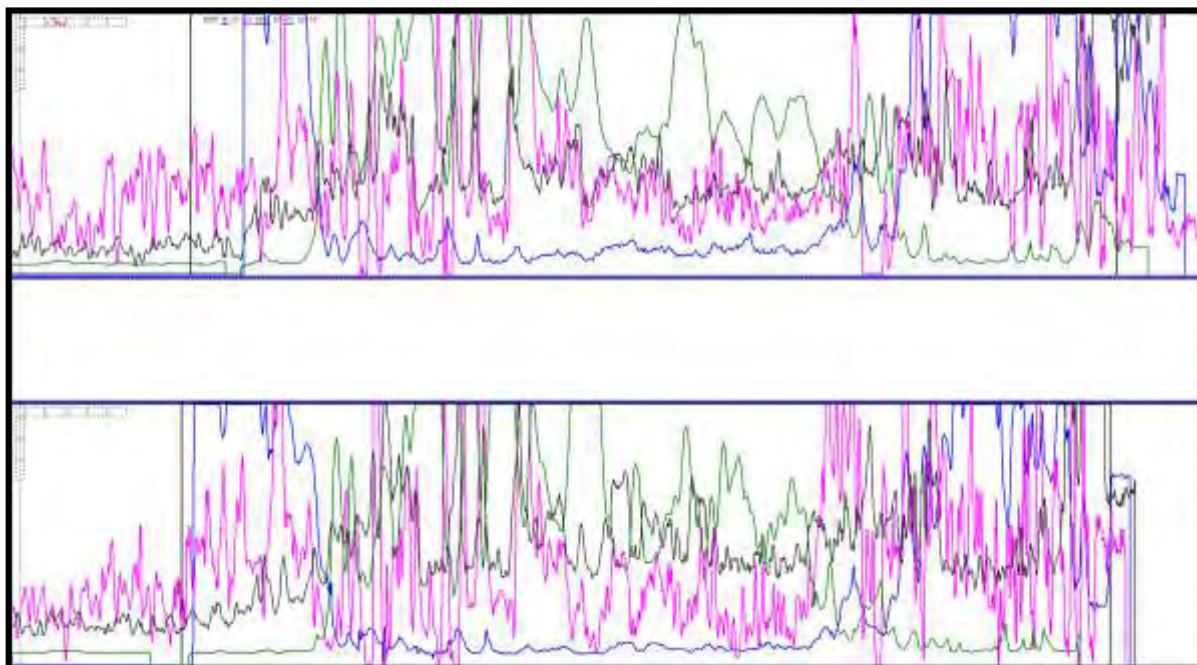


Рисунок 3.14 – Комплекс ГИС для выполнения детальной корреляции разрезов скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [16].

По показаниям ИК хорошо выделяется продуктивная часть разреза, участки с высоким показанием ИК в верхней и нижней частях разреза соответствуют кровле и подошве продуктивного интервала. При помощи дополнительной дифференциации кривой ИК отчетливо проявляются и детали продуктивной части разреза, по которым можно контролировать качество корреляции пластов (рисунок 3.15).

Кривая PZ также хорошо дифференцируема во всем продуктивном интервале залежи и имеет максимумы в пластах-коллекторах с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и повышенной начальной нефтенасыщенностью, условно названных биогермами.

Несколько хуже дифференцируются кривые NGK и GK.

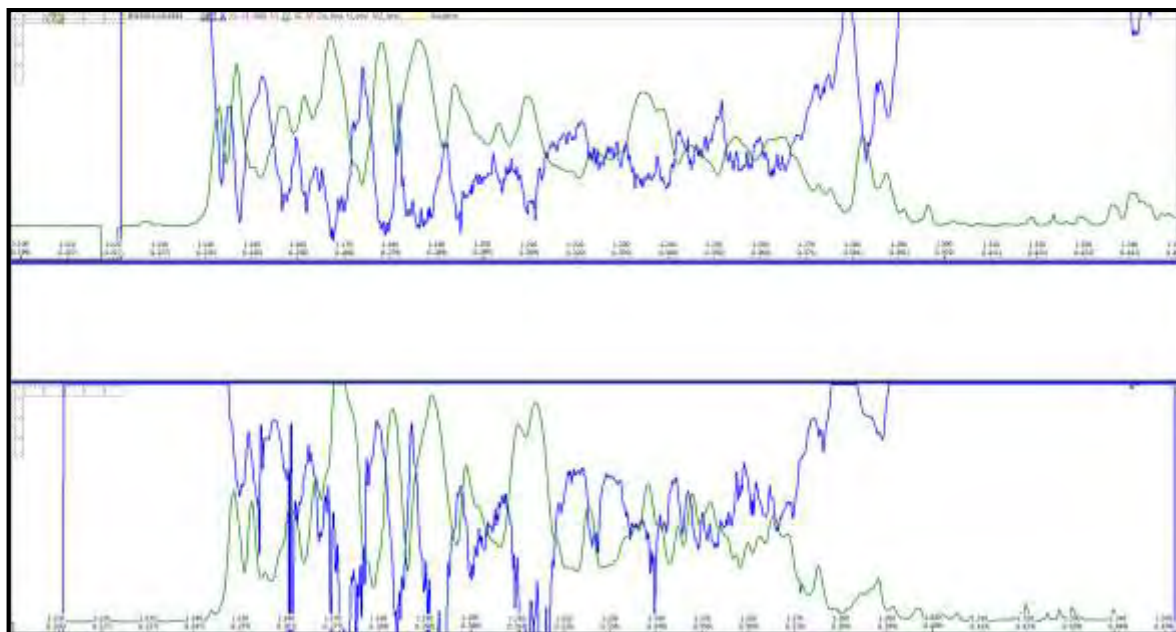


Рисунок 3.15 – Дифференциация метода ИК в продуктивной части пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [16].

Таким образом, при построении схемы детальной корреляции разрезов скважин, прежде всего, использовались кривые PZ и ИК, а затем - NGK и GK. Кроме того для контроля отбивки кровли и подошвы продуктивных отложений и проверки результатов корреляции в продуктивной части разреза использовалась дифференцированная кривая ИК.

По результатам детальной корреляции были выделены две основные литолого-фациальные зоны (нижняя и верхняя), характеризующиеся различным геологическим строением (рисунок 3.16).

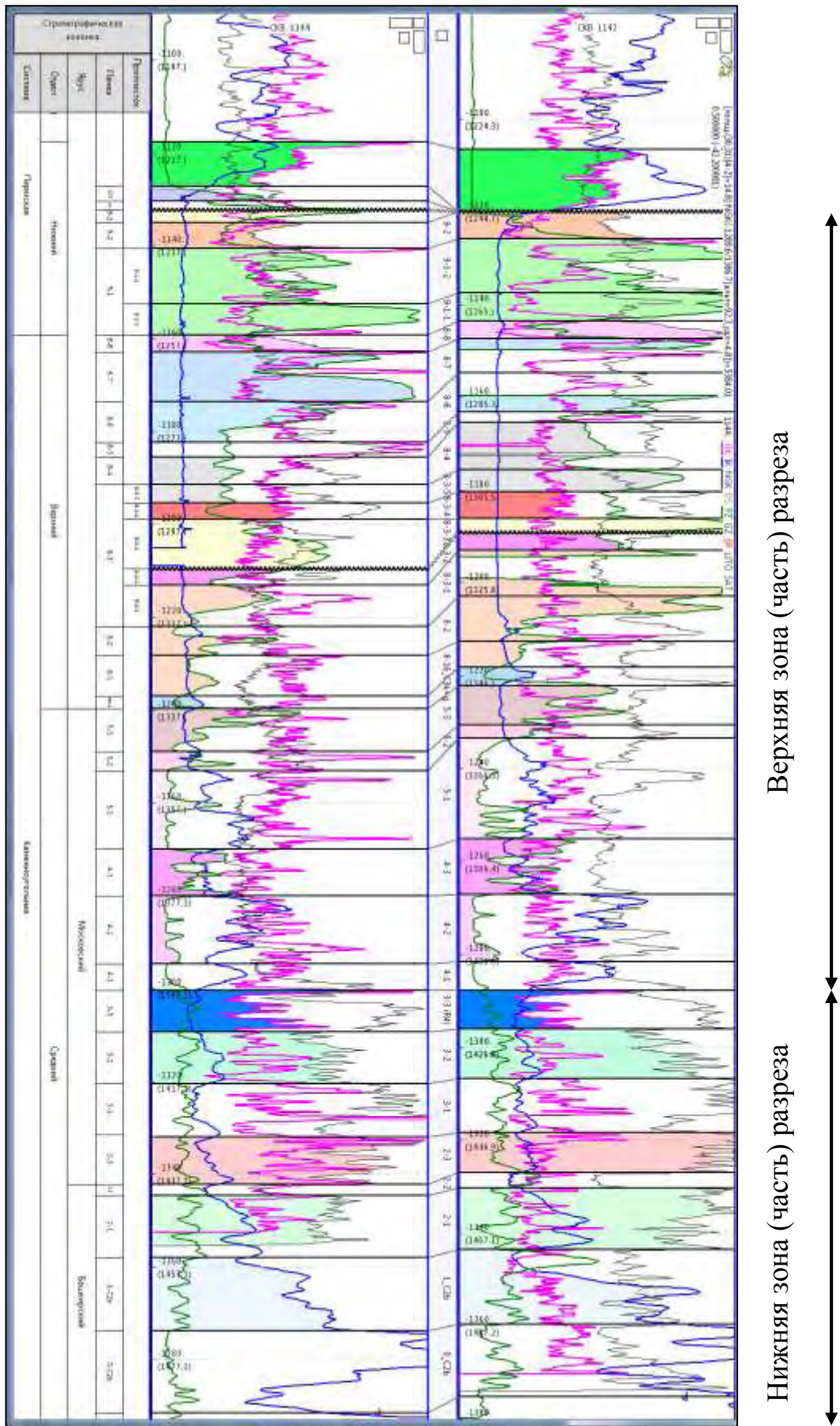


Рисунок 3.16 – Схема детальной корреляции по скважинам № 1142 и № 1144 Р-С залежи Усинского месторождения. Эталонный разрез [16].

В кровле нижней зоны (части) карбонатных отложений залегает так называемый репер R_4 , который и разделяет изучаемый разрез на две основные части: ниже репера пласты залегают плоскопараллельно, выше наблюдаются резкие изменения толщин, связанные с активизацией тектонических движений. Кроме того, выше репера R_4 фиксируется рост пластов-коллекторов с улучшенными ФЕС (биогермных тел), который также приводит к резким изменением толщин.

В нижней зоне разреза (пачки 0- C_2b-3-3) пласты четко фиксируются по нейтронному-гамма каротажу NGK (кривые черного цвета), потенциал зонду PZ (кривые зеленого цвета), а также по индукционному каротажу IK (кривые синего цвета) (рисунок 3.17). Данная часть разреза характеризуется постоянством толщин, что связано со спокойной тектонической обстановкой осадконакопления.

Верхняя зона разреза (рисунок 3.18), в ее нижней части (пачки 4-1 – 6 C_3k+g), четко фиксируется по индукционному каротажу. Выше начинает превалировать потенциал зонд, подробно описывающий карбонатные отложения, слагающие пачки 4 и 5. Второстепенным методом ГИС в данном случае явился нейтронный гамма-каротаж, который использовался для сверки результатов корреляции. Данная часть разреза характеризуется резкими изменениями толщин, связанными с активизацией тектонических движений, а также с началом роста биогермных тел.

В средней (пачки 8 - 8+7 C_3k+g) и верхней (пачки 9-1 - 11Pa+s) условных частях верхней зоны разреза наиболее информативными явились потенциал-зонд и нейтронный-гамма каротаж, четко фиксирующие биогермные тела.

Таким образом, средняя и верхняя части разреза характеризуются максимальной тектонической активностью, что привело к многочисленным многометровым размывам. При этом в верхней части разреза отмечаются отдельные участки залежи, где отложения оказываются полностью размываемыми.

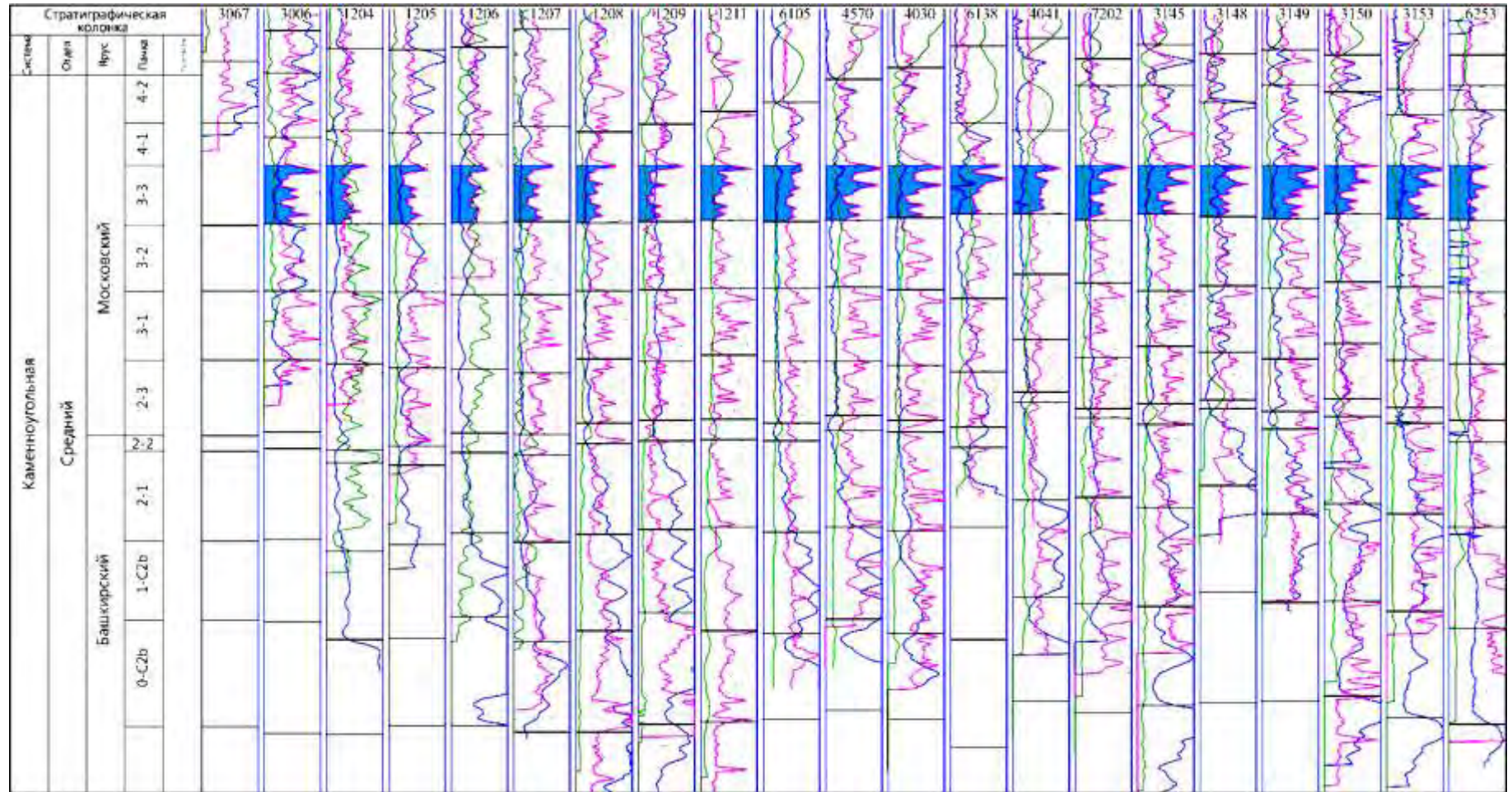


Рисунок 3.17 – Схема детальной корреляции разрезов скважин в нижней части разреза пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [16].

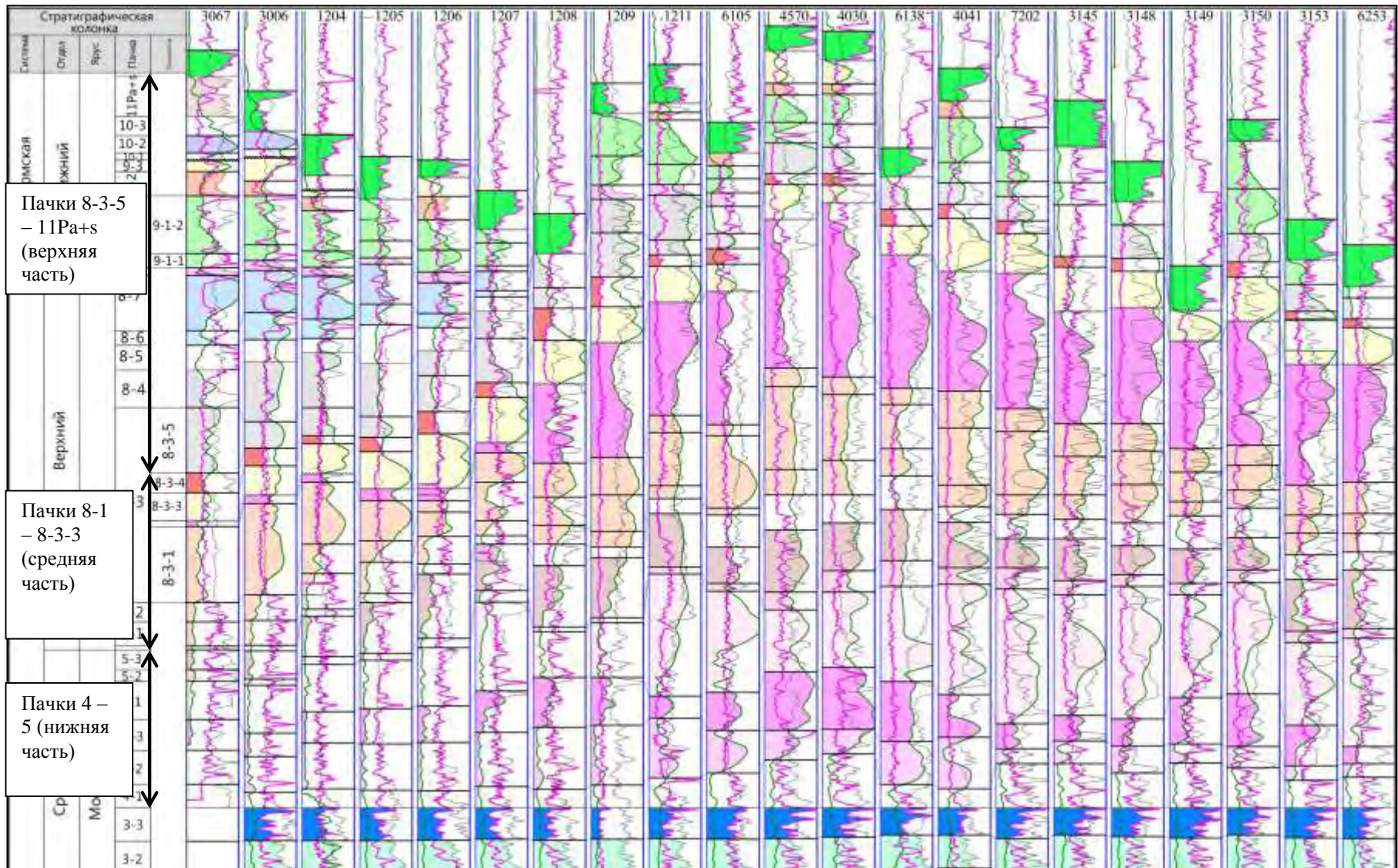


Рисунок 3.18 – Схема детальной корреляции верхней части разреза пермо-карбоновой залежи

Усинского месторождения [16].

В результате выполненной детальной корреляции по пробуренному фонду скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения была составлена схема распространения пластов-коллекторов с улучшенными ФЕС (так называемых, биогермов) и тектонически активных зон (линеаментов), как по площади, так и по разрезу (рисунок 3.19).

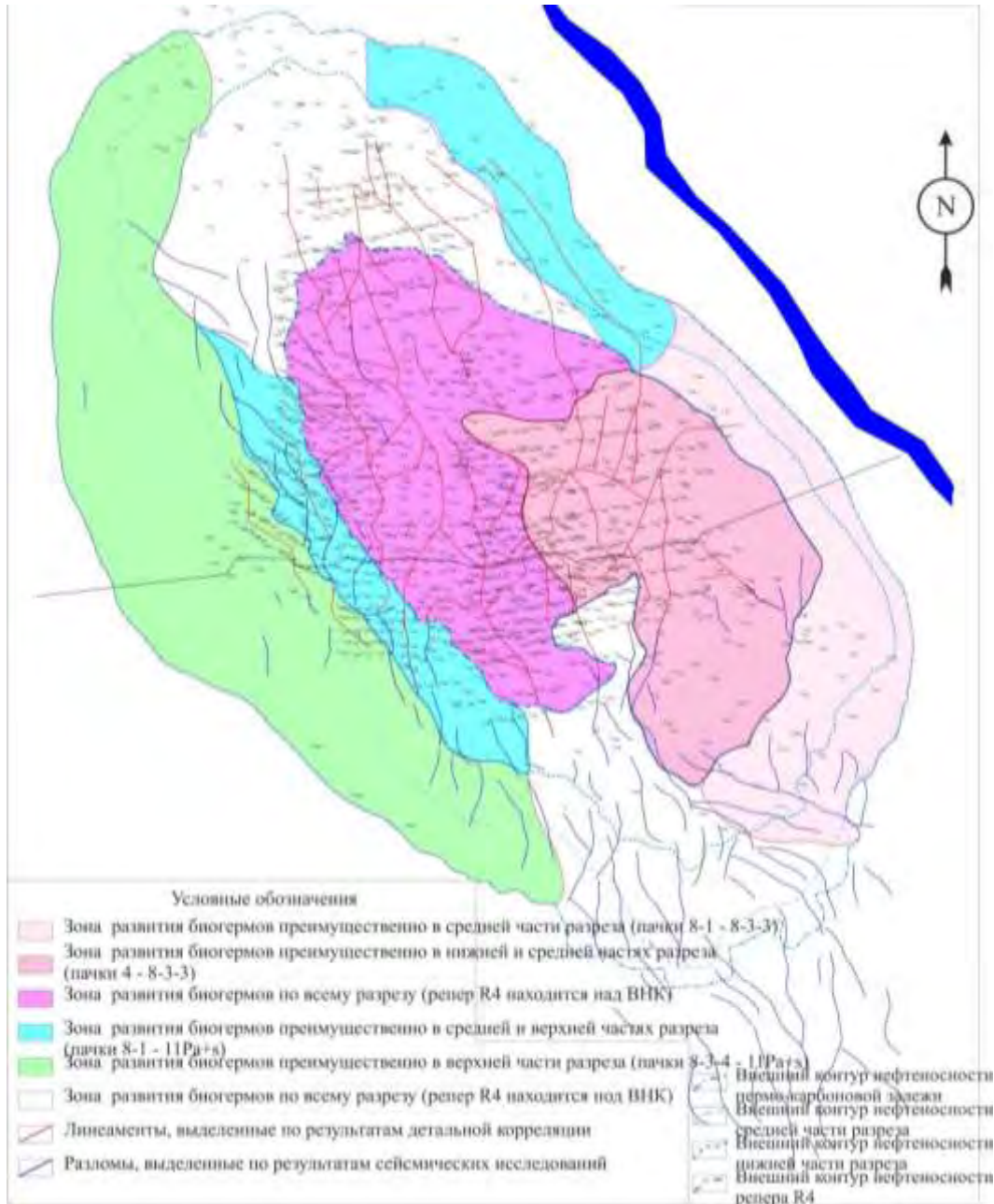


Рисунок 3.19 – Схема выделенных на залежи сейсмических разломов, линеаментов и зон активной вертикальной трещиноватости в пределах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [16].

Из схемы видно, что в пределах залежи выделяются зоны, как с локальным распространением биогермных тел в разрезе, так и зоны перекрытия биогермов, то есть участки залежи, где биогермные тела выделяются по всему разрезу.

Центральная часть залежи характеризуется увеличенной долей биогермных известняков. На участке залежи, где репер R4 расположен гипсометрически выше ВНК, выделяется две литолого-фациальные зоны: преимущественного развития биогермов в нижней и средней части разреза и развития биогермов по всему разрезу. При этом западный и юго-западный участки залежи характеризуются развитием биогермов лишь в верхней части разреза, а южный участок залежи характеризуется развитием биогермных тел в основном в средней части разреза.

Таким образом, при помощи детальной корреляции разрезов скважин установлено, что наряду с локальными изменениями в процессе осадконакопления пермо-карбонных отложений Усинская структура претерпевала неоднократные изменения структурного плана, как на отдельных участках, так и в целом по площади.

При этом приуроченность высокопроницаемых зон, установленных в продуктивной толще карбона-нижней перми к осевым частям Усинской складки, простирающие которых совпадает с простираемостью трещин в выделенных зонах, установленных на модели М.В. Гзовского (рисунок 3.20) свидетельствуют о ведущей роли тектонической трещиноватости в формировании высокопроницаемых зон пермо-карбонной залежи.

Кроме того, полученные результаты детальной корреляции подтвердили ареалы зон тектонического разуплотнения, установленные Д.В. Коноваловым и А.В. Петуховым в 1986 году при диагностировании распространения зон повышенной трещиноватости и карста в пределах Усинского месторождения.

Предложенная ими методика выявления ареалов зон тектонического разуплотнения и преобладающих направлений фильтрации, базировалась на комплексном использовании промыслово-геофизических и дистанционных исследований.

а)



б)



Рисунок 3.20 – Сопоставление экспериментальной складки поперечного изгиба [15]- а (по М.В. Гзовскому) с природной брахиантклиальной складкой Усинского месторождения – б.

По расчётам учёных в центре залежи вдоль структуры выделяется наиболее протяженный ареал северо-западного простирания, разделяющий залежь на две части (рисунок 3.21). Его пересекают более мелкие ареалы субширотного и северо-восточного направления [30].

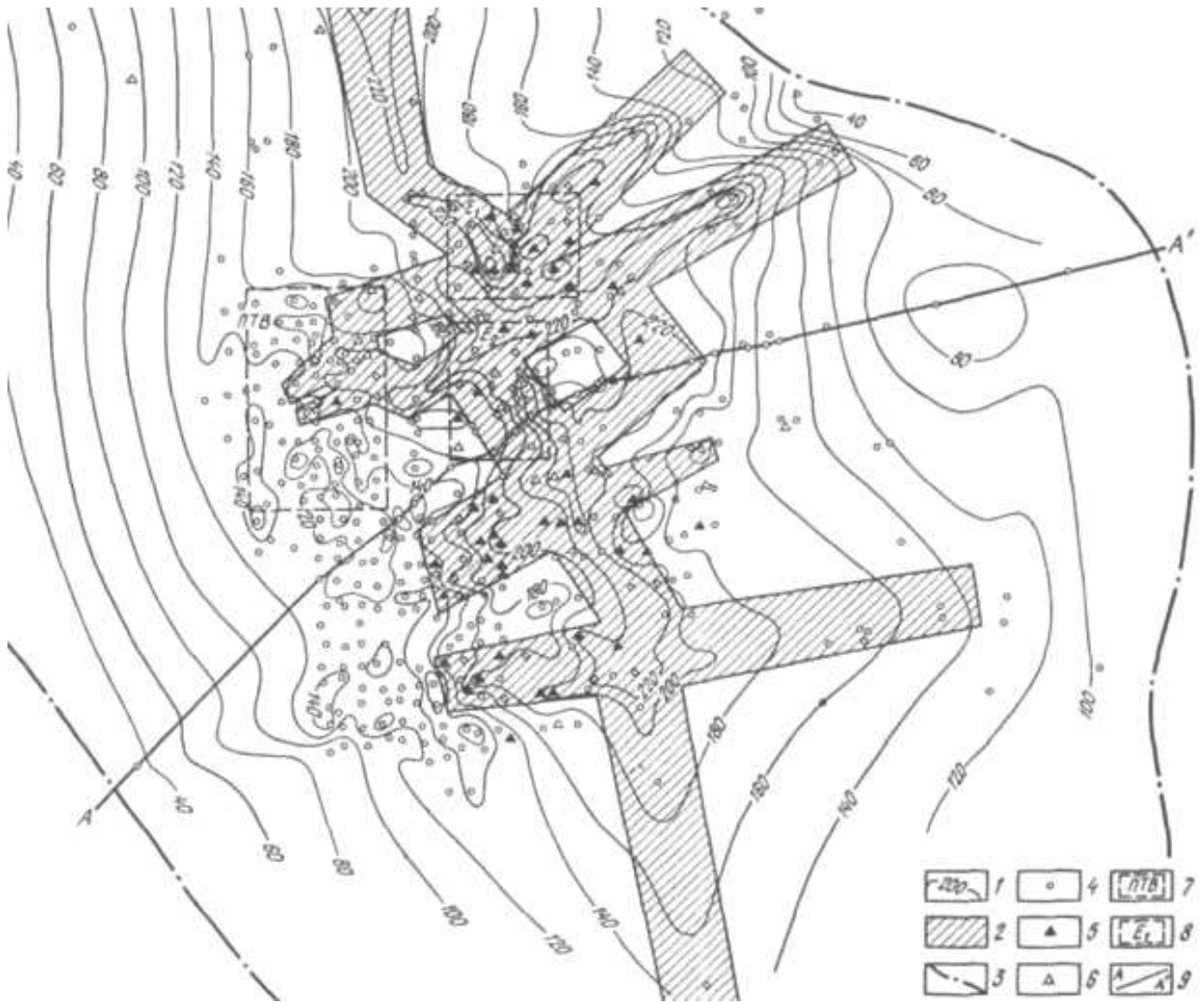


Рисунок 3.21 – Карта мощностей высокоомной части пермо-карбоновой залежи в пределах Усинского месторождения (по данным Д.В. Коновалова и А.В. Петухова, 1986г.) [30]: 1 - изопакиты высокоомной части (м); 2 - ареалы зон тектонического разуплотнения; 3 - контур нефтеносности; 4 – скважины, пробуренные без осложнений, 5 – скважины, пробуренные с полным поглощением промывочной жидкости в карбонатной толще нижней перми-карбона; 6 - скважины с частичным поглощением промывочной жидкости в карбонатной толще нижней перми-карбона; 7 - опытно-промышленный участок ПТВ; 8 – опытные участки Е-1, Е-2 разработки пермо-карбоновой залежи на естественном режиме.

При этом, по мнению Д.В. Коновалова и А.В. Петухова, участки пересечения ареалов зон тектонического разуплотнения должны характеризоваться наибольшей

трещиноватостью, а следовательно, более высокими фильтрационными свойствами. Этим же объясняются интенсивные поглощения промывочной жидкости в карбонатной толще в процессе бурения. Большинство скважин, в которых наблюдалось полное и частичное поглощение промывочной жидкости, расположено в ареалах тектонического разуплотнения.

Так же было высказано мнение о том, что для повышения эффективности прогноза расположения участков высокой проницаемости на стадии разведки месторождения необходимо использовать результаты дешифрирования космо- и аэрофотоснимков в комплексе, чтобы сопоставлять их с данными промыслово-геофизических и буровых работ (особенно на слабозабуренных участках). Это обусловлено тем, что интервалы зон разуплотнения, как правило, почти не охарактеризованы керном, поэтому дистанционные исследования наиболее эффективны для выявления и трассирования зон разуплотнения и выяснения особенностей морфологии участков повышенной тектонической трещиноватости в продуктивных отложениях.

3.7 Гидродинамические и промысловые методы изучения трещиноватости

За 11 лет разведки и более чем 35-тилетний срок разработки пермокарбоновая залежь прошла несколько характерных моментов жизненного цикла промышленно эксплуатируемого нефтеносного объекта. В периоде разведки с помощью гидродинамических методов исследований получены основные параметры начального состояния, характеризующие объект как нормально подчиняющийся региональным закономерностям термо-барического распределения, но обладающий резко отличным от других месторождений региона свойством проницаемости коллекторов, обуславливающим фильтрацию аномально вязкой нефти.

В начальной стадии промышленной эксплуатации, при отсутствии обводненности, применяемые в разведке методы исследования стационарной и нестационарной фильтрации (ИД, КВД) были дополнены геофизическими

методами (БМ, ТМ, РМ, ВЛ) контроля разработки многопараметровыми комплексными глубинными приборами и методом гидропрослушивания (ГП), основанный на инструментальном измерении интенсивности распространения волны давления от заданного источника возмущений в направлениях интересующих скважин.

Ещё в 80-е годы прошлого века по результатам гидродинамических исследований скважин, проведённых А.П. Базылевым [31] были выдвинуты предположения, как о высоких фильтрационных параметрах трещинно-карстовых коллекторов, так и о том, что такому типу пород-коллекторов присуща двойная пористость, то есть в основной массе мелких пор присутствуют каверны и трещины. Несмотря на то, что последние могут содержать от 1 до 50 процентов запасов матрицы, были выдвинуты предположения о том, что именно высокопроницаемые каналы определяют прорывы гидравлических импульсов возмущений на фоне развития общего фронта возмущения от источника.

Так, по результатам гидропрослушиваний, проведённых, в том числе в пределах зон повышенной трещиноватости участков Е-1, Е-2, ПТВ-1, зоны ПТВ (таблица 3.3) было установлено, что проницаемость карбонатных коллекторов в районе скважин №№ 1517, 1034, 1035, 1041 (участок Е-2), №№ 1014, 1016, 1503, 1504 (участок ПТВ-1) и в районе скважин №№ 425 и 3310 (зона ПТВ), составляет от 34 до 124 мкм² и превышает проницаемость микропористой части (матрицы), выявленной по керну на 2-3 порядка. При этом пьезопроводность трещин превысила пьезопроводность матрицы в 24 раза.

Таблица 3.3 – Результаты проведения гидропрослушивания в скважинах пермо-карбоновой залежи нефти Усинского месторождения (по данным А.П. Базылева и Е.В. Лушниковой, 1989 г.) [32].

Год исследования	Номер скважины		Характер импульсов в скважине-источнике, ΔQ , м ³ /сут	Приведенная пьезопроводность, $\chi_{пр}$ М ² /с	Параметр неоднородности, λ	Соотношение линейных запасов, $\frac{m_1 \cdot h_1}{m_2 \cdot h_2}$	Соотношение толщин, h_1/h_2	Общая проводящая импульс толщина пласта, h_1+h_2	Толщина высокопроницаемого трещинного пласта, h_I , м
	Источник импульсов (вскрытый объект)	Приемник импульсов (вскрытый объект)							
1982	1503 (С)	1014 (С)	Пуск, +300	0,3627	24,040	0,0080	$1,60 \cdot 10^{-3}$	33,40	0,053
1982	1503 (С)	1014 (С)	Остановка, -580	0,3645	22,570	0,0086	$1,72 \cdot 10^{-3}$	48,50	0,083
1982	1503 (С)	1016 (С)	Пуск, +300	0,2544	1,467	0,397	$7,94 \cdot 10^{-2}$	8,36	0,615
1980	1504 (С)	1016 (С)	Пуск, +360	1,7550	1,380	0,486	$9,72 \cdot 10^{-2}$	3,02	0,267
1988	3310 (В)	425 (С)	Остановка, -360	0,8260	1,810	0,228	$4,56 \cdot 10^{-2}$	102,00	4,450

Примечание: В – верхний объект разработки; С – средний объект разработки

Сопоставление результатов изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пермо-карбоневой залежи по данным исследований образцов керна (таблица 3.4) и гидродинамических исследований (таблица 3.5) подтверждает наличие двойной проницаемости (пустотности) в коллекторах трещинно-карстового типа при дренировании которых, жидкость, в первую очередь, поступает из более проницаемых трещин, каверн и карстовых пустот, а затем уже из низкопроницаемой пористой матрицы.

Таблица 3.4 – Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов по данным исследований образцов керна.

Параметры	Залежь в целом
Коэффициент пористости	
Количество скважин	48
Количество определений	927
Минимальное значение, ед.	0,1
Максимальное значение, ед.	0,389
Среднее значение, ед.	0,174
Коэффициент проницаемости	
Количество скважин	48
Количество определений	928
Минимальное значение, 10^{-3} мкм ²	1
Максимальное значение, 10^{-3} мкм ²	24672
Среднее значение, 10^{-3} мкм ²	567

Резкая изменчивость фильтрационных свойств карбонатных коллекторов Усинского месторождения со сложным поровым пространством хорошо согласуются и подтверждаются результатами выполненных в 2005–2008 годах трассерных исследований, когда вынос индикатора в окружающие скважины происходил импульсами и с различными скоростями.

Таблица 3.5 – Результаты гидродинамических исследований, проведённых в добывающих скважинах.

Параметры	В целом по залежи	Примечание
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·Мпа)	6 220*	Определения выполнены за 10 лет разработки при обводненности продукции скважин 75-99%
Количество скважин	623	
Количество определений	1 360	
Минимальное значение, м ³ /(сут·Мпа)	0,1	
Максимальное значение, м ³ /(сут·Мпа)	31 362	
Среднее значение, м ³ /(сут·Мпа)	820	
Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·Мпа)	345*	
Количество скважин	287	
Количество определений	458	
Минимальное значение, м ³ /(сут·Мпа)	0,003	
Максимальное значение, м ³ /(сут·Мпа)	1 704,5	
Среднее значение, м ³ /(сут·Мпа)	31,73	
Гидропроводность, (10 ⁻² мкм ² ·м)/(мПа·с)	7 820	
Количество скважин	287	
Количество определений	458	
Минимальное значение, (10 ⁻² мкм ² ·м)/(мПа·с)	0,146	
Максимальное значение, (10 ⁻² мкм ² ·м)/(мПа·с)	23 100	
Среднее значение, (10 ⁻² мкм ² ·м)/(мПа·с)	1 230	
Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²	4 200	
Количество скважин	287	
Количество определений	458	
Минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	0,17	
Максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	1 280 000	
Среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	31 600	

*Расчет по методу «укрупненной скважины» для фактической добычи жидкости из залежи за последние 10 лет

Данный метод позволяет делать выводы о существовании таковой связи при обнаружении (химическим анализом) в добываемой продукции исследуемых скважин вещества – трассера, введенного одномоментно при непрерывном нагнетании в одну из них.

Хотя индикаторное вещество вводилось единой порцией за очень короткий промежуток времени, его появление в реагирующих скважинах растягивалось на недели и даже месяцы, потому что каждая составляющая проводящей среды «пропускала» индикатор со скоростью, присущей только этой среде, т.е. когда по высокопроницаемой части коллектора порция уже прошла, а по низкопроницаемому массиву еще не дошла до скважины-приемника. Это характерно для слоистых неоднородных объектов.

По данным гидрохимического мониторинга зона распространения пластовых вод (с содержанием хлорид - ионов 40 г/л и более) прослеживается в центре залежи (на большей части Эталонного участка и участков Е-1 и Е-2, на северо-западе участка ПТВ-1 и в южной части зоны ПТВ). По результатам выполненных определений профилей притоков и источников обводнений установлено, что поступление высокоминерализованных вод в данной зоне отмечено, как в скважинах, работающих на средний и верхний эксплуатационные объекты (скв. №№ 4580, 1250, 1270, 1264, 1144, 1149), так и работающих на средний и нижний эксплуатационные объекты (скв. №№ 1329, 1309, 1307, 1146, 1165), т.е. практически весь разрез обводнен водами одного химического состава. В пределах высокопроницаемых трещинно-карстовых зон обводнение скважин, достигает 90%, что говорит об опережающем прорыве пластовых вод по высокопроницаемым каналам, как со стороны контура нефтеносности, так и из подошвенной части залежи. Закономерности изменений химического состава пластовых вод как по латерали, так и по вертикали в пределах выделенных трещинных зон позволяют предположить, что все три эксплуатационных объекта представляют собой единый гидродинамический резервуар и разделение его на отдельные объекты разработки весьма условно.

Таким образом, по данным гидропрослушивания, трассерных исследований и гидрохимического мониторинга нефтеносная толща пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения представляется как единая гидродинамическая система, проводящие свойства слоев которой на контролируемых площадях выражены более ярко, чем вертикальная проводимость. При этом, основной, определяемый

гидропрослушиванием фильтрационный параметр – пьезопроводность матрицы и подводящей среды имеет существенные различия.

Как следствие, при огромном соотношении проницаемостей различных типов коллекторов высокопроницаемые трещинные зоны являются основными каналами фильтрации флюидов, в то время как местом сосредоточения основных запасов нефти является пористая матрица коллекторов. При этом подвижность нефти в матрице составляет всего $0,00006 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$, что в 1600 раз меньше чем её подвижность в трещинных зонах ($0,1 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$).

С учётом очень высокой вязкости нефти пермо-карбоновой залежи именно благодаря механизму дренирования трещинно-каверно-порового коллектора, обусловленного тем, что нефть, в первую очередь, поступает из более проницаемых трещин, каверн и карстовых пустот, а затем уже из низкопроницаемой пористой матрицы, её подвижность может быть сопоставима с подвижностью лёгких нефтей в поровых коллекторах.

Поэтому успех разработки пермо-карбоновой залежи был предопределён в значительной степени своевременностью установления распространения высокопроницаемых участков, которые обеспечили бы высокие темпы добычи нефти. Многолетний опыт разработки участка Е – 1, находящегося на пересечении нескольких зон тектонической трещиноватости, установленных Д.В. Коноваловым и А.В. Петуховым на основе имеющихся геолого-геофизических и гидродинамических исследований (рисунок 3.22), в полной мере подтверждает вывод о том, что именно наличие высоких ФЕС «трещинных коридоров» положительно влияет на темп отбора и более высокий КИН в конечном итоге, позволяя охватывать дренированием значительные объёмы залежи.

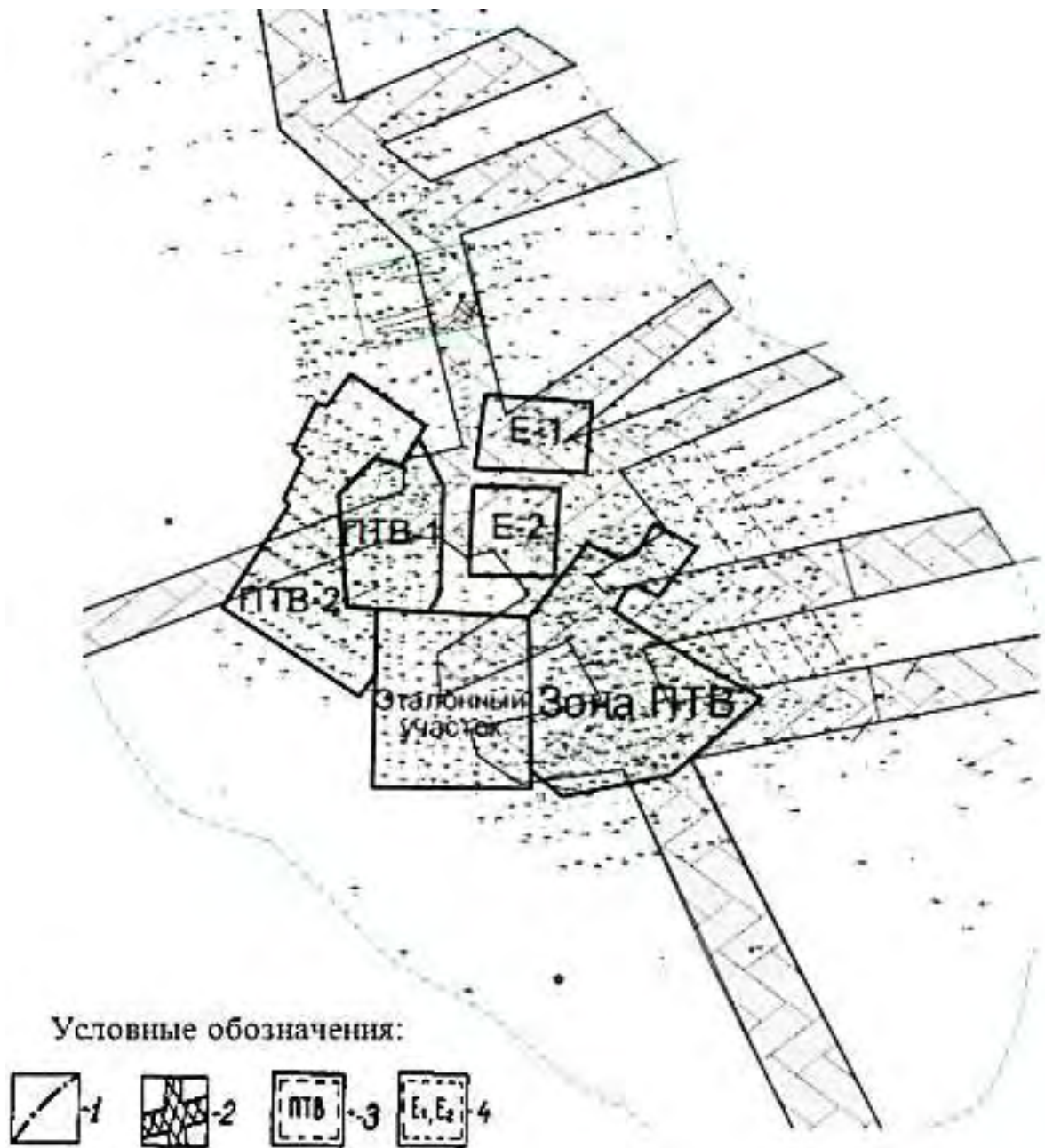


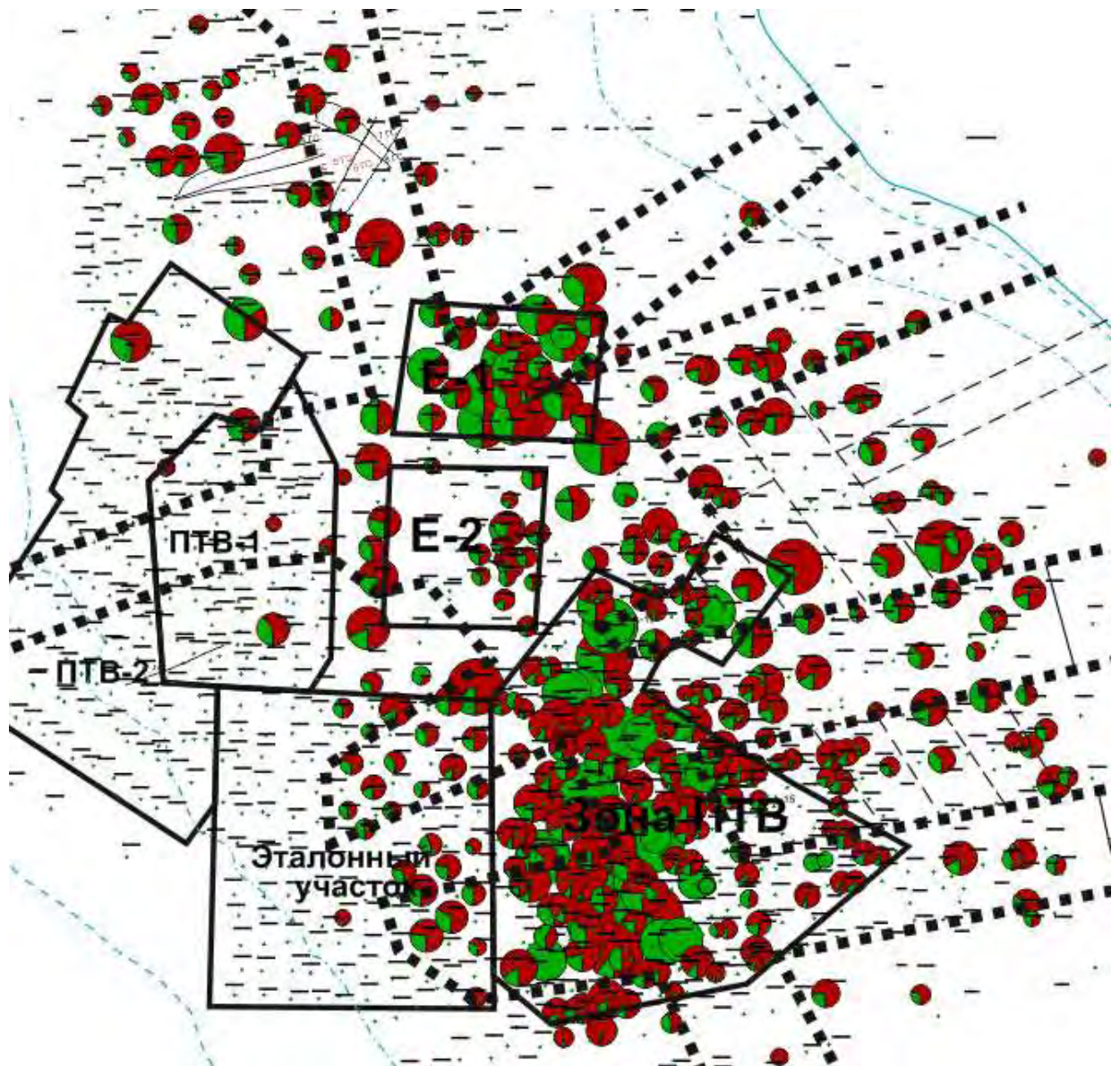
Рисунок 3.22 – Карта распространения субвертикальных зон повышенной трещиноватости и карста в пределах Усинского месторождения (по данным Д.В. Коновалова и А.В. Петухова, 1986г.): 1 – контур нефтеносности пермокарбоновой залежи; 2 – зоны повышенной трещиноватости и карста («трещинные коридоры»), 3 – опытно-промышленные участки паротеплового воздействия, в т.ч. ПТВ-1, ПТВ-2, зона ПТВ (в т.ч. ПТВ-3), 4 – опытно-промышленные участки, выделенные для проведения влажного внутрипластового горения, в настоящее время разрабатываются на естественном режиме.

В частности, текущая нефтеотдача по участку Е - 1 составляет 34%, что идентично КИН, достигнутому по участку ПТВ-1 (таблица 3.6), где начиная с 1982 года интенсивно внедрялись тепловые методы повышения нефтеотдачи.

Таблица 3.6 – Текущая нефтеотдача по разным участкам (зонам) разработки пермокарбоновой залежи Усинского месторождения по состоянию на 01.01.2014г.

Участок	Назначение	Текущий КИН, д.ед
ПТВ - 1	1982 – 1998 г.г. – ОПР по закачке горячей воды. В настоящее время разрабатываются на естественном режиме	0,34
ПТВ - 2		0,12
Зона ПТВ (ПТВ – 3)	С 1992 года по настоящее время – ОПР по закачке пара	0,21
Е - 1	Разрабатываются на естественном режиме (ранее планировались ОПР по внутрипластовому горению)	0,34
Е - 2		0,11
Эталонный участок	Изначально разрабатывается на естественном режиме	0,11

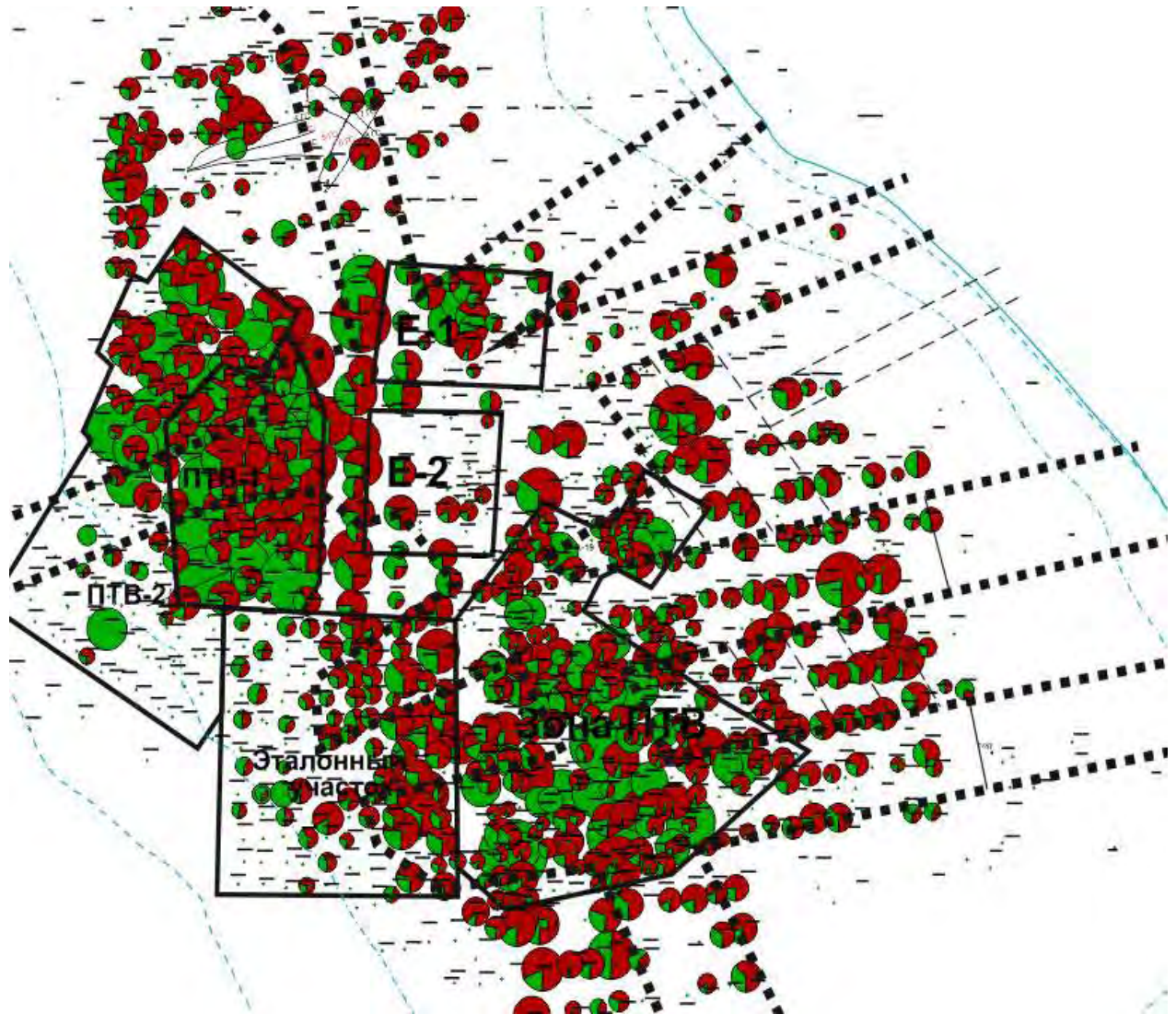
Кроме того, карты накопленных отборов нефти по объектам разработки, приведенные на рисунках 3.23, 3.24, 3.25, наглядно показывают, что основное количество нефти было отобрано на площади участков Е-1, ПТВ-1 и зоны ПТВ, также расположенных в пределах выделенных высокопроницаемых зон [24].



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	внешний контур нефтеносности верхнего объекта		внешний контур нефтеносности по реперу R-4
	внешний контур нефтеносности среднего объекта		зоны повышенной трещиноватости
	внешний контур нефтеносности нижнего объекта		опытные участки
	вода нефть		Нагнетательная скважина
	Добывающая скважина		

Рисунок 3.23 – Карта накопленных отборов нефти по нижнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по состоянию на 01.01.2014 [24].



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 3.24 – Карта накопленных отборов нефти по среднему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по состоянию на 01.01.2014 [24].

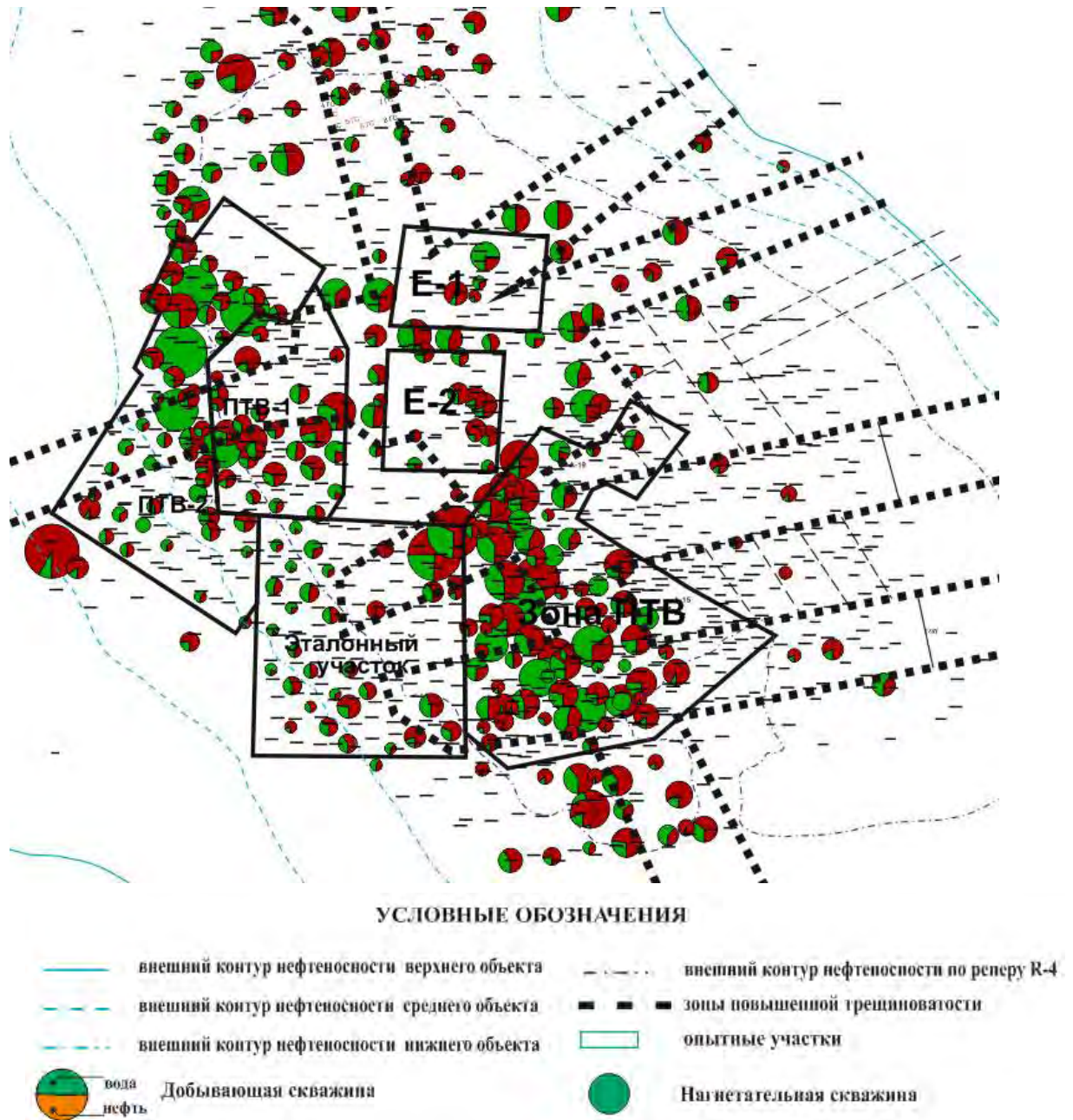


Рисунок 3.25 – Карта накопленных отборов нефти по верхнему эксплуатационному объекту разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по состоянию на 01.01.2014 [24].

Анализ работы добывающего фонда, выполненный с начала разработки по 1088 скважинам показал, что в скважинах, находящихся в зонах «разуплотнения» средняя накопленная добыча нефти в два раза выше, чем в скважинах, расположенных вне этих зон (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Показатели работы скважин в пределах разных участков (зон) разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по состоянию на 01.01.2014г.

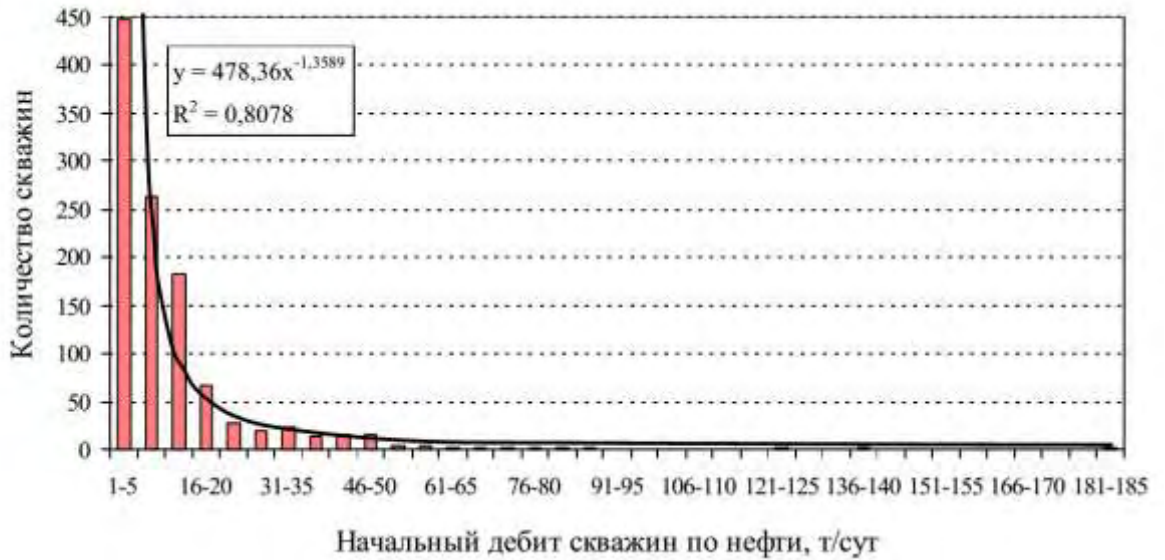
Параметры	Показатели на 01.01.1987г.								Показатели на 01.01.2014г.							
	Скважины в зонах разуплотнения				Скважины вне зон разуплотнения				Скважины в зонах разуплотнения				Скважины вне зон разуплотнения			
	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона	Зона
	ПТВ-1	Е 1	Е 2	ЭУЕР	ПТВ-1	Е 1	Е 2	ЭУЕР	ПТВ-1	Е 1	Е 2	ЭУЕР	ПТВ-1	Е 1	Е 2	ЭУЕР
Количество скважин (шт.)	22	22	20	125	24	-	-	70	26	33	23	162	62	-	-	91
Средняя продолжительность эксплуатации (лет)	9,0	8,5	8,0	3,6	9,0	-	-	4,8	17,1	19,8	20,3	16,3	15,3	-	-	13,5
Средняя накопленная добыча на 1 скв. (тыс.т)	101,2	102,4	11,7	21,7	34,6	-	-	15,2	121,7	166,2	61,7	57,8	68,2	-	-	34,6
Средняя эффективная толщина (м)	71,6	94,8	34,0	51,3	87,3	-	-	71,6	71,6	94,8	34,0	51,3	87,3	-	-	71,6
Средняя перфорированная толщина (м)	32,4	37,7	24,6	25,9	27,8	-	-	39,8	12,2	12,9	11,0	11,9	12,8	-	-	11,4
Средняя удельная добыча нефти на 1 м перфорированной толщины (т)	4358,0	4709,0	620,0	1295,0	1692,0	-	-	797,0	3756,3	4408,5	2508,1	2231,7	2453,2	-	-	869,3

Примечание: ЭУЕР - Эталонный участок, разрабатываемый на естественном режиме.

Кроме того, скважины, расположенные в зонах разуплотнения также характеризуются значительно большей удельной добычей нефти на один метр перфорированной толщины пласта, что свидетельствует о высокой горизонтальной и вертикальной флюидопродности «трещинных коридоров».

Для изучения показателей работы скважин на разных участках залежи были построены графики распределения скважин по начальному дебиту скважин и накопленной добыче нефти (рисунки 3.26, 3.27).

а)



б)

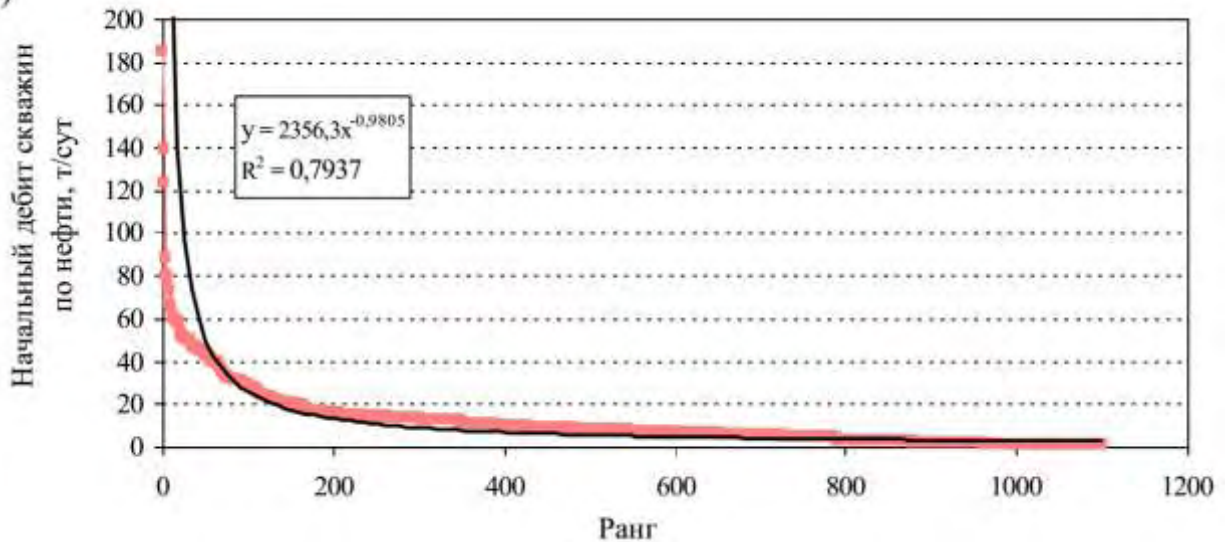


Рисунок 3.26 – Распределение скважин пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения по начальному дебиту по нефти: а) частотное, б) ранговое.

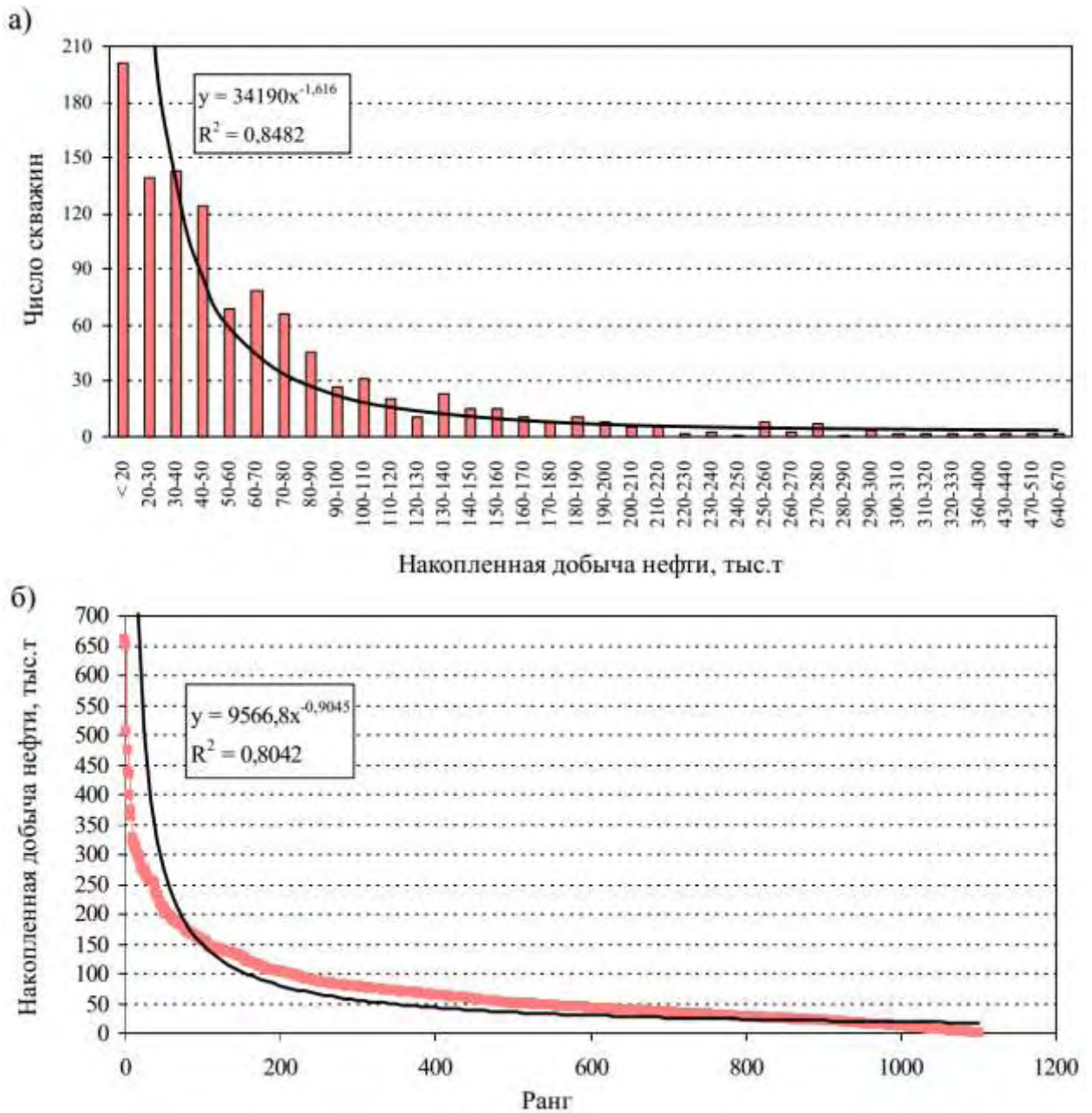


Рисунок 3.27 – Распределение скважин пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения по накопленной добыче нефти: а) частотное, б) ранговое.

В результате было установлено, что скважины с максимальными значениями начального дебита и накопленной добычи нефти составляют не более 20%, и они расположены в пределах высокопроницаемых трещинно-карстовых зон. При этом эти скважины дают до 80% нефти.

Построение графиков распределения в двойной логарифмической шкале (рисунки 3.28, 3.29) и получение прямой линии тренда позволяет определить функцию распределения как степенную, которая в теории вероятностей является

статистическим характерным признаком разветвлённых самоподобных фрактальных структур и описывается законом Парето [49].

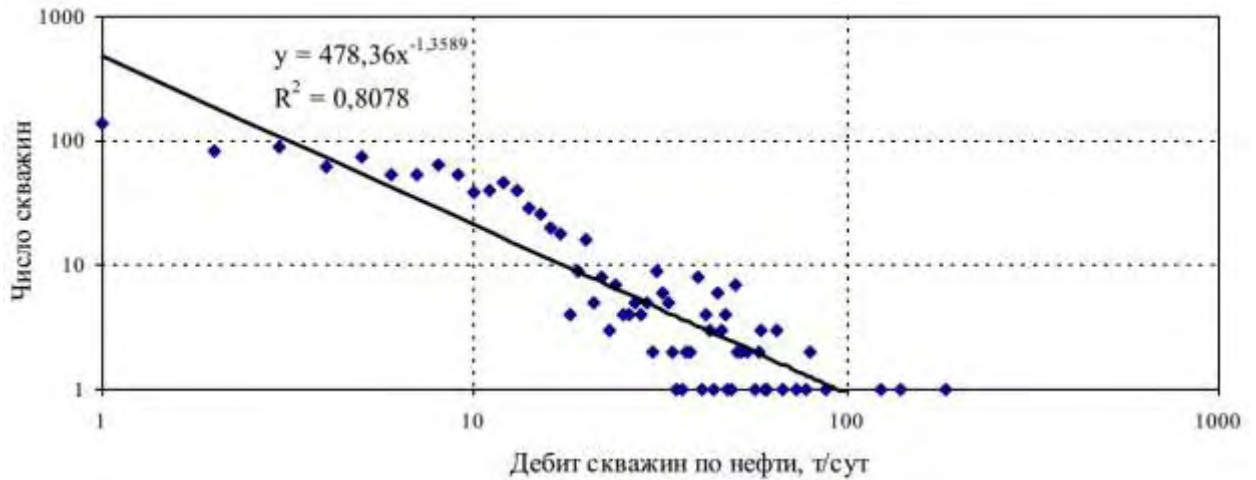


Рисунок 3.28 – График распределения скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по дебитам нефти, построенный в двойном логарифмическом масштабе.

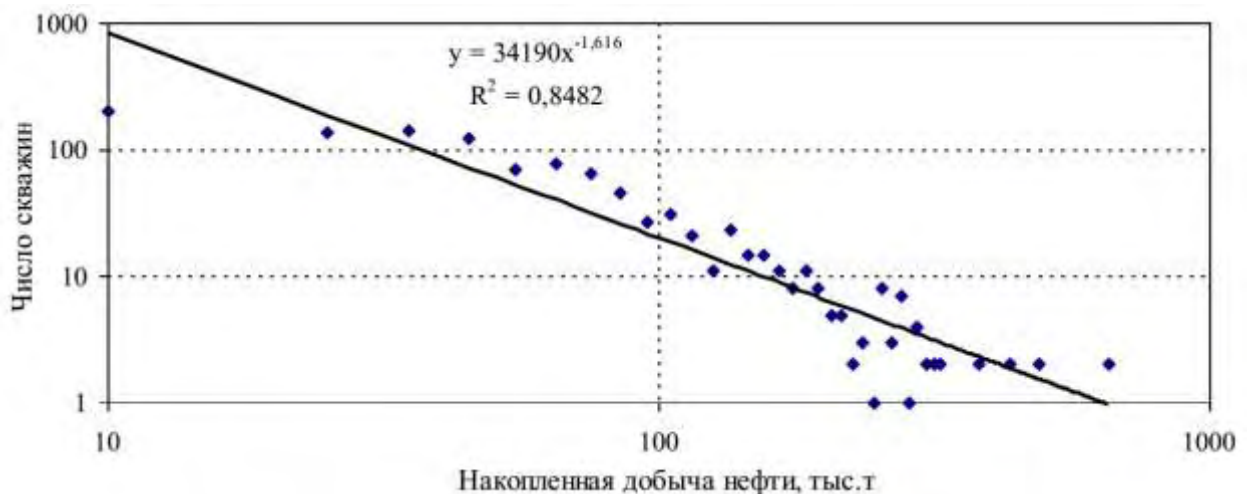


Рисунок 3.29 – График распределения скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по накопленной добыче нефти, построенный в двойном логарифмическом масштабе.

Такое распределение, при котором основной объём добычи нефти (70% - 80%) обеспечивает небольшая группа скважин (15-20%), соответствует математической модели каскадного дробления континуума (продуктивного пласта), обусловленной наличием отдельных блоков нефтенасыщенного коллектора различного размера, а также разномасштабных трещин, разграничивающих (разделяющих) эти блоки.

Таким образом, распределение добывающих скважин в соответствии с законом Парето подтверждает блоковое строение массивного резервуара пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. При этом высокие коэффициенты детерминированности (R^2), полученные при аппроксимации распределения дебитов и накопленной добычи нефти всех добывающих скважин с использованием степенного уравнения, позволяют утверждать, что основной приток жидкости к забоям скважин, обеспечивается сетью трещин и развитых по ним каверн, которые «секут» весь продуктивный массивный резервуар и характеризуются высокой вертикальной и горизонтальной проницаемостью.

В заключении следует отметить, что степенное распределение первоначальных дебитов и суммарной накопленной добычи нефти в скважинах характерно для залежей, связанных со сложными порово-трещинными коллекторами и было получено нами на всех исследованных месторождениях Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтеносных провинциях [53].

Выводы по главе 3

Как показывает опыт разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, для прогноза высокопроницаемых участков на стадии разведки целесообразно в комплексе с традиционными геолого-геофизическими методами применять дистанционные исследования, являющиеся пока единственно эффективными при пространственной диагностике зон тектонического разуплотнения.

Результаты детальной корреляции разрезов скважин позволили уточнить геологическое строение пермо-карбоновой залежи, выявить биогермные тела, наличие которых также подтверждается исследованием керн в новых оценочных скважинах. При этом обнаружено, что эти тела не формируют единый рифовый массив, а имеют слоистую структуру, так как хорошо коррелируются между собой.

Ввиду того, что скважинные данные позволяют определить положение тектонических нарушений только в скважине, но не позволяют придать им правильную ориентацию в пространстве, трехмерная сейсморазведка в комплексе с лабораторным изучением кернового материала, результатами расширенного комплекса геофизических исследований и опробованием новых оценочных скважин позволило существенно детализировать внутреннее строение и фильтрационно-емкостную модель залежи.

Гидродинамическими исследованиями, а также промысловыми данными, полученными в ходе разработки пермо-карбоновой залежи, подтверждено существование вертикальной трещиноватости и разветвленной сети разномасштабных трещин. При этом, гидродинамическая связанность залежи по латерали и вертикали обеспечивается гидродинамической межскважинной связанностью внутри объектов разработки и межобъектной связанностью внутри залежи, что обусловлено площадной и вертикальной анизотропией проницаемости. Кроме того, гидродинамическая связанность пачек и объектов разработки, подтверждаемые трассерными исследованиями, во время проведения которых обнаружены исключительно высокие скорости преимущественно

ориентированного перемещения меченых жидкостей. Необходимо также отметить об отсутствии сколь-нибудь значимых проявлений, вновь вскрываемых перфорацией пластов в течение всего периода разработки (более 30 лет). В последние 20 лет ни разу не были обнаружены отклонения, указывающие на сохраняющуюся разницу в давлениях между вновь вскрываемыми и ранее эксплуатировавшимися пачками и объектами.

Участки пересечения трещинных зон разных ориентировок характеризуются максимальной трещиноватостью, следовательно, более высокими фильтрационными свойствами. Подтверждением этому является, интенсивные поглощения промывочной жидкости в карбонатной толще в процессе бурения. Большинство скважин, в которых наблюдалось полное и частичное поглощение промывочной жидкости, расположено в ареалах тектонического разуплотнения. Этим же объясняются высокие дебиты скважин участка Е-1, который эксплуатируется с начала разработки на естественном режиме и расположенный именно на пересечении зон тектонического разуплотнения северо-западного и северо-восточного простирания.

Исходя из отмеченных структурных особенностей развития трещинно-каверно-поровых коллекторов пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, дебиты добывающих скважин, а также накопленная добыча по ним подчиняются степенному закону распределения и соответствуют закону Парето.

Фундаментальное свойство структурированной среды коллекторов такого типа заключается в том, что структура и поведение этих сложных самоподобных нелинейных диссипативных систем определяется разномасштабными дискретными неоднородностями: разными по размерам блоками и разномасштабными трещинами, разграничивающими эти блоки, которые придают этим системам специфические нелинейные и неаддитивные свойства, а также способствуют процессам самоорганизации при разработке залежи нефти.

ГЛАВА 4 НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1 Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи и геолого-технических мероприятий

4.1.1 Анализ эффективности площадной закачки теплоносителя

Площадная закачка теплоносителя реализуется на залежи с 1982 года в виде горячей воды, а начиная с августа 1992 года начата закачка перегретого пара в зоне ПТВ, которая включает большую часть участка ПТВ-3 и прилегающие площадки А-15 и А-19. В пределах зоны ПТВ площадью около 520 га с начальными геологическими запасами 62,4 млн. т пробурено 249 скважин (50 нагнетательных и 199 добывающих) на три эксплуатационных объекта. Система размещения скважин – обращенная девятиточечная.

К 2014 году накопленная площадная закачка в зоне ПТВ составила 25,9 млн. т теплоносителя, накопленная добыча нефти достигла 13,62 млн. т, в том числе за период теплового воздействия – 9,58 млн. т. При этом нефтеотдача пласта, оцененная по методу материального баланса, за период теплового воздействия увеличилась с 6,5 до 21,9 %.

В течение последних пяти лет добыча нефти по зоне ПТВ (рисунок 4.1) стабилизировалась на уровне 340 – 380 тыс. т, при этом общая обводненность добываемой продукции изменялась от 85 до 86 %, что связано с внедрением упорядоченного режима термоциклического воздействия на пласт и совместной закачкой с теплоносителем в нагнетательные скважины потокоотклоняющих составов «ГАЛКА» и «НИНКА» в большинстве действующих элементов зоны ПТВ.

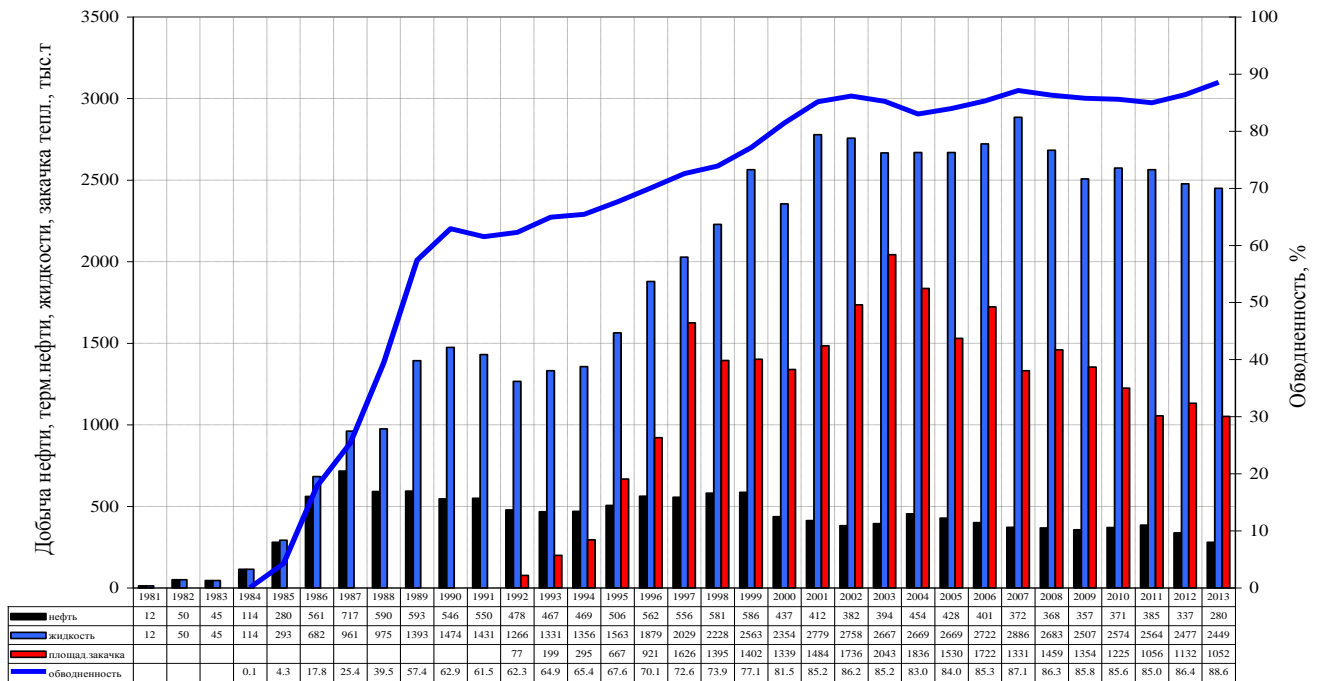


Рисунок 4.1 – Динамика добычи нефти, жидкости, закачки теплоносителя в скважины, расположенных в зоне ПТВ.

Несмотря на принятые меры в 2013 году обводненность добываемой продукции выросла на 1,4 % и достигла 86,4 %, что, прежде всего, связано с увеличением закачки теплоносителя низкого качества.

Из представленного в таблице 4.1 распределения нагнетательных скважин по величине накопленной закачки теплоносителя в эксплуатационных объектах следует, что с 1992 по 2013 годы в каждую нагнетательную скважину зоны ПТВ в среднем было закачено 515,1 тыс. т пара. При этом большинство действующих нагнетательных скважин вскрывает по два эксплуатационных объекта одновременно, так нижний эксплуатационный объект был перфорирован в 37, средний объект – в 38, верхний объект – в 13 нагнетательных скважинах. В зависимости от вскрытого эксплуатационного объекта объём накопленной закачки теплоносителя менялся следующим образом: нижний объект – около 472,5 тыс. т, средний объект – 480,8 тыс. т, верхний объект – 305,9 тыс. т.

Таблица 4.1 – Распределение действующих добывающих скважин зоны ПТВ по величине общей обводненности в 2013 году.

Интервал закачки пара, тыс. т	Нижний объект			Средний объект			Верхний объект			Центральная зона ПТВ		
	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т
от 0 до 250	18	48.6	83.2	20	52.6	99.0	10	76.9	35.9	12	24.5	105.7
от 250 до 500	14	37.8	357.8	13	34.2	311.8	1	7.7	319.9	21	42.9	394.7
от 500 до 750	3	8.1	623.9	3	7.9	606.7	2	15.4	562.0	10	20.4	645.0
свыше 750	2	5.4	825.0	2	5.3	905.8				6	12.2	914.8
В целом	37	100.0		38	100.0		13	100.0		49	100.0	

Исходя из такого распределения закачки, примерно в половине нагнетательных скважин среднего и нижнего объектов, среднее значение накопленной закачки составило более 80,0 тыс. тонн пара.

Несмотря на то, что в настоящее время наиболее обводненными в зоне ПТВ являются средний и нижний объекты (таблица 4.2), самое высокое содержание пресной воды (пароконденсата) в продукции скважин оказалось в верхнем объекте (51%), что обусловлено прорывами (перетоками) агента закачки с нижележащих эксплуатационных объектов по зонам вертикальной трещиноватости.

Таблица 4.2 – Распределение действующих добывающих скважин зоны ПТВ по величине общей обводненности в 2013 году.

Интервал обводненности, %	Нижний объект			Средний объект			Верхний объект			Центральная зона ПТВ		
	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т
до 25	1	1.4	16.0	3	2.4	13.4	4	5.1	12.4	4	2.4	12.4
от 25 до 50	3	4.2	33.0	6	4.8	38.7	8	10.1	38.7	7	4.3	36.7
от 50 до 65	6	8.3	58.4	11	8.9	59.2	6	7.6	57.8	12	7.3	58.7

продолжение таблицы 4.2

Интервал обводненности, %	Нижний объект			Средний объект			Верхний объект			Центральная зона ПТВ		
	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т
от 65 до 80	12	16.7	72.8	21	16.9	74.5	15	19.0	73.5	31	18.9	73.0
от 80 до 95	34	47.2	88.9	48	38.7	88.8	30	38.0	89.3	67	40.9	88.7
свыше 95	16	22.2	97.2	35	28.2	97.4	16	20.3	97.6	43	26.2	97.4
В целом	72	100.0	82.2	124	100.0	82.0	79	100.0	76.6	164	100.0	81.6

Кроме того, по сравнению с другими объектами текущее состояние разработки верхнего объекта характеризуется как более высоким средним дебитом по нефти (таблица 4.3), так и более высокой удельной накопленной добычей нефти по реагирующим на закачку¹ добывающим скважинам (таблица 4.4).

Таблица 4.3 – Распределение действующих добывающих скважин зоны ПТВ по дебитам нефти в 2013 году.

Интервал дебита нефти, т/сут	Нижний объект			Средний объект			Верхний объект			Центральная зона ПТВ		
	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т
до 1,5	30	46.9	0.53	46	43.4	0.55	28	41.2	0.53	38	26.8	0.63
от 1,5 до 3	9	14.1	1.95	17	16.0	2.25	16	23.5	2.18	23	16.2	2.04
от 3 до 6	15	23.4	3.96	28	26.4	3.96	11	16.2	4.48	35	24.6	4.38
от 6 до 9	8	12.5	7.66	12	11.3	7.56	2	2.9	6.45	22	15.5	7.64
свыше 9	2	3.13	17.78	3	2.83	14.4	11	16.2	15.07	24	16.9	15.10
В целом	64	100.0	2.97	106	100.0	2.9	68	100.0	4.08	142	100.0	5.32

¹ К группе реагирующих добывающих скважин на закачку теплоносителя относятся следующие скважины:

- имеющие термоаномалии во вскрытой части разреза;
- степень опреснения попутно добываемой воды составляла от 5 до 20 г/л;
- доля добытого реагента по результатам трассерных исследований - более 3 %.

Таблица 4.4 – Распределение реагирующих добывающих скважин зоны ПТВ по величине накопленной дополнительной добычи нефти на 01.01.14.

Интервал добычи нефти, тыс. т	Нижний объект			Средний объект			Верхний объект			Центральная зона ПТВ		
	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т	Число скважин	Доля от общего числа, %	Среднее значение закачки, тыс. т
до 10	80	59.3	3.5	112	72.3	3.6	53	60.2	2.3	124	66.0	1.6
от 10 до 30	41	30.4	17.2	32	20.6	17.1	21	23.9	17.1	42	22.3	17.1
от 30 до 50	12	8.9	37.8	6	3.9	36.0	9	10.2	37.2	12	6.4	36.5
от 50 до 70	2	1.5	57.3	3	1.9	58.5	4	4.5	67.7	9	4.8	59.4
свыше 70				2	1.3	82.3	1	1.1	97.7	1	0.5	72.6
В целом	135	100.0	11.5	155	100.0	9.3	88	100.0	13.3	188	100.0	10.4

Механизм прогрева трехсотметровой толщи залежи обусловлен оттоком тепла вертикально вверх и, видимо, подчиняется общей устремленности теплового потока от земного ядра к дневной поверхности и усиливает его (поток) в зоне ПТВ. При этом внедрение теплоносителя в непроницаемую покрывку исключается. В тоже время входящая в зону отбора фильтрация холодных пластовых вод водоносной подошвенной области делает невозможным перенос тепла вниз. Таким образом, наиболее интенсивный прогрев средней и верхней части залежи обеспечивается посредством теплопередачи (определяющим интенсивность теплопередачи параметром является теплопроводность горных пород).

Подтверждением этому является отображение тепловой обстановки в разрезе на площади внедрения термических технологий. При этом изучение механизма распределения тепла в горных породах, к которым приурочены нефтяные пласты, основано на анализе эмпирической информации по инструментальному термографированию скважин в зоне ПТВ.

Обобщенная термограмма разреза продуктивной толщи на площади зоны ПТВ (рисунок 4.2) показывает, что наиболее разогретым объектом в настоящее время является средний, объединяющий пачки (8+7) и 6 [24].

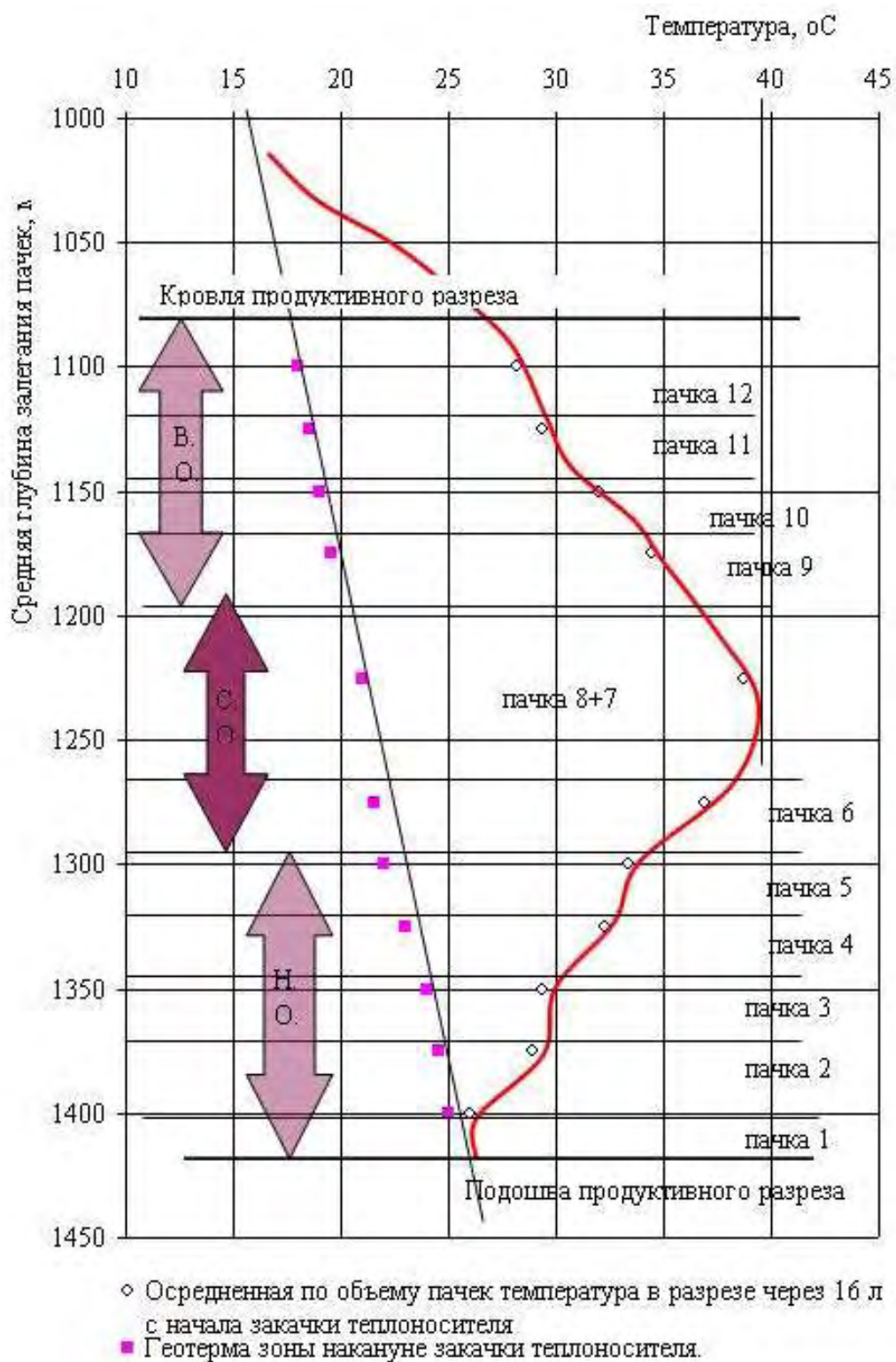


Рисунок 4.2 – Начальное и текущее распределение температуры в разрезе зоны паротеплового воздействия [24].

Средневзвешенная по объему температура пачек объекта в 2013 году составляла от $+38,7^{\circ}\text{C}$ (пачки 8+7) до $+36,9^{\circ}\text{C}$ (пачка 6). В нижнем и верхнем

объектах наиболее прогреты соприкасающиеся со средним объектом пачки 5 и 9 соответственно.

Характерной особенностью приведённой обобщенной термограммы является её «незакрытость сверху». На термограмме точка слияния фактической температуры с фоновой расположена значительно выше кровли залежи. Это означает, что перекрывающая залежь толща пород в границах зоны ПТВ, в настоящее время также прогрета. Прогрев отмечается не только сразу после остановки нагнетания пара, но и спустя длительное время, - от полугода и более, и даже в скважинах, в которые не велась закачка пара. При общей, в различной степени прогретой трехсотметровой толщине залежи предположительная высота прогрева покрышки от 20 м до 60 м.

Вообще, существование разогретых свыше $+100^{\circ}\text{C}$ зон теоретически возможно на незначительном (от 25 м до 30 м) расстоянии от оси нагнетательной скважины. Но на этих расстояниях невозможно осуществлять инструментальный контроль температуры, т.к. здесь нет пробуренных скважин. На практике, редкие исключения имеют место при прямых прорывах теплоносителя, когда высокая (до 3 км/сут) скорость направленного (нерадиального) перемещения теплоносителя обуславливает на расстояниях 150 – 200 м такую высокую температуру пласта. Остывание, т.е. рассеяние тепла в окружающие горные породы от мест расположения принимающих интервалов в скважинах, происходит со скоростями обратно пропорциональными объему закачки. Но даже в скважинах стационарного паронагнетания при их остановке снижение температуры от $+300^{\circ}\text{C}$ до $+200^{\circ}\text{C}$ и ниже происходит в первые 3 - 5 суток после остановки. В скважинах с малым объемом принятого пластом теплоносителя (обычно после ПЦО) температура снижается еще быстрее – здесь, спустя несколько часов после прекращения нагнетания, температура падает до $+180 - 160^{\circ}\text{C}$, а уже через 20 - 30 суток температура на забое снижается до значений, безопасных (менее $+100^{\circ}\text{C}$) для работы погружных насосов. Вышеизложенные сведения позволяют констатировать высокую способность пласта терять тепло.

Очень важной компонентой прогрева пласта является качество теплоносителя, а именно главная физическая характеристика рабочего тела теплоносителя – сухость влажного насыщенного пара.

Начиная с 2011 года специалистами компании «Scientific Drilling» с помощью уникальной аппаратуры для исследования геотермальных и паронагнетательных скважин выполнено 53 скважино-исследования реальных параметров теплоносителя (плотности, температуры и давления) в колонне и на забое 36-ти действующих паронагнетательных скважин.

Исследования «Scientific Drilling» (рисунок 4.3-4.5) показали низкие параметры по сухости пара, поступающего в скважины [24].

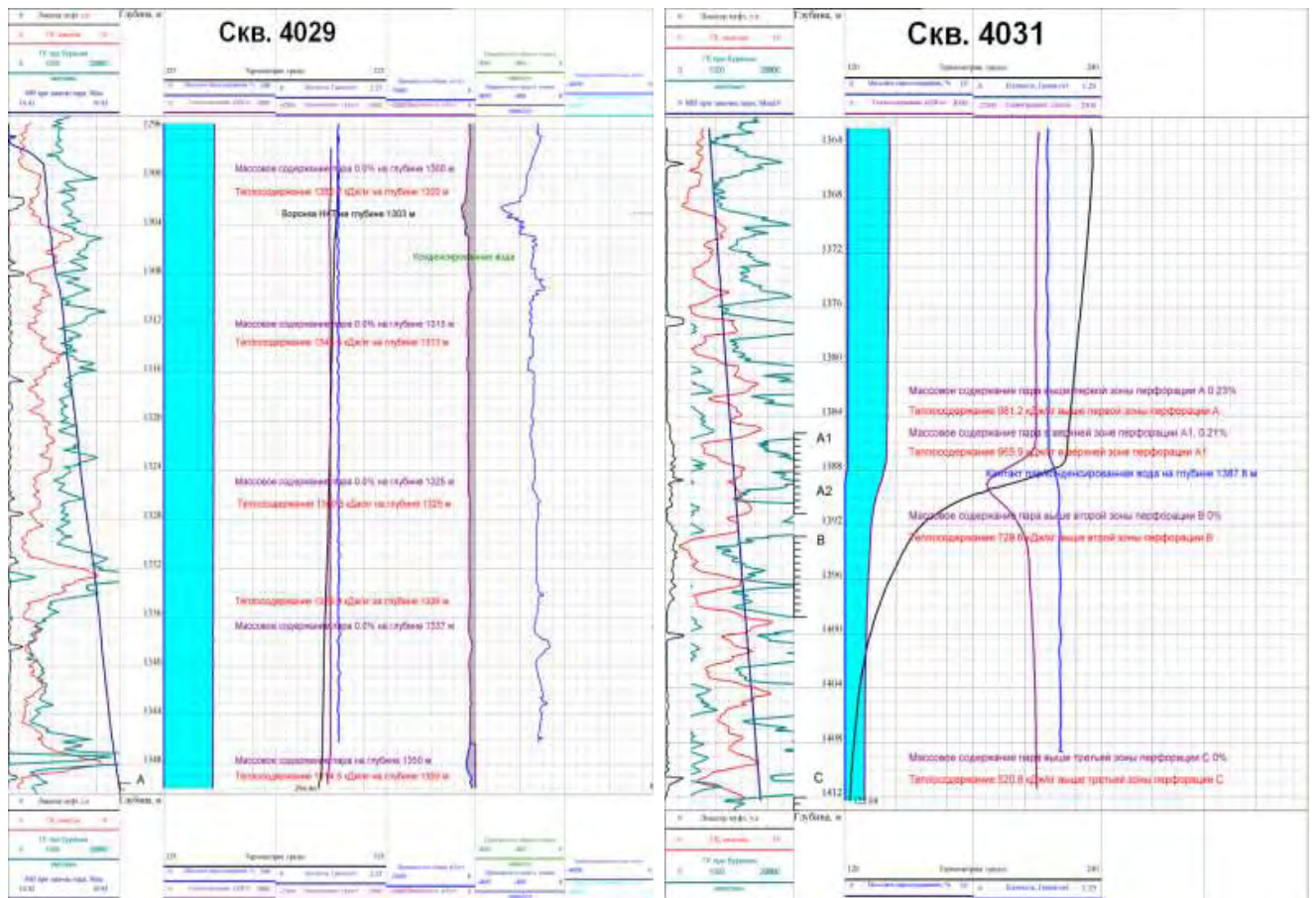


Рисунок 4.3 – Результаты исследований Scientific Drilling по паронагнетательным скважинам №№ 4029, 4031 со степенью сухости выше 0% на уровне верха интервала перфорации [24].

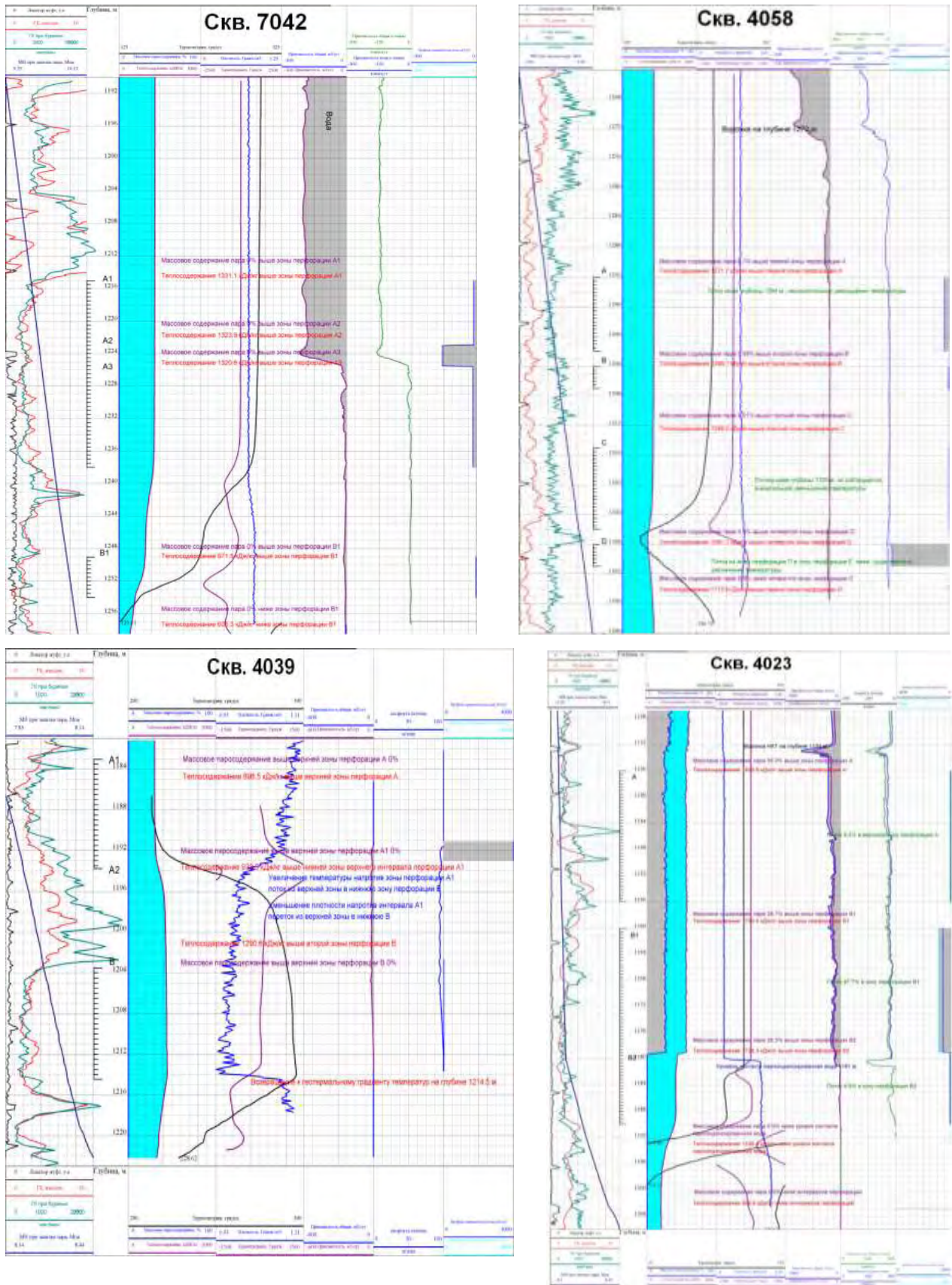


Рисунок 4.4 – Результаты исследований Scientific Drilling по паронагнетательным скважинам №№ 7042, 4058, 4039, 4023 со степенью сухости выше 0% на уровне верха интервала перфорации [24].

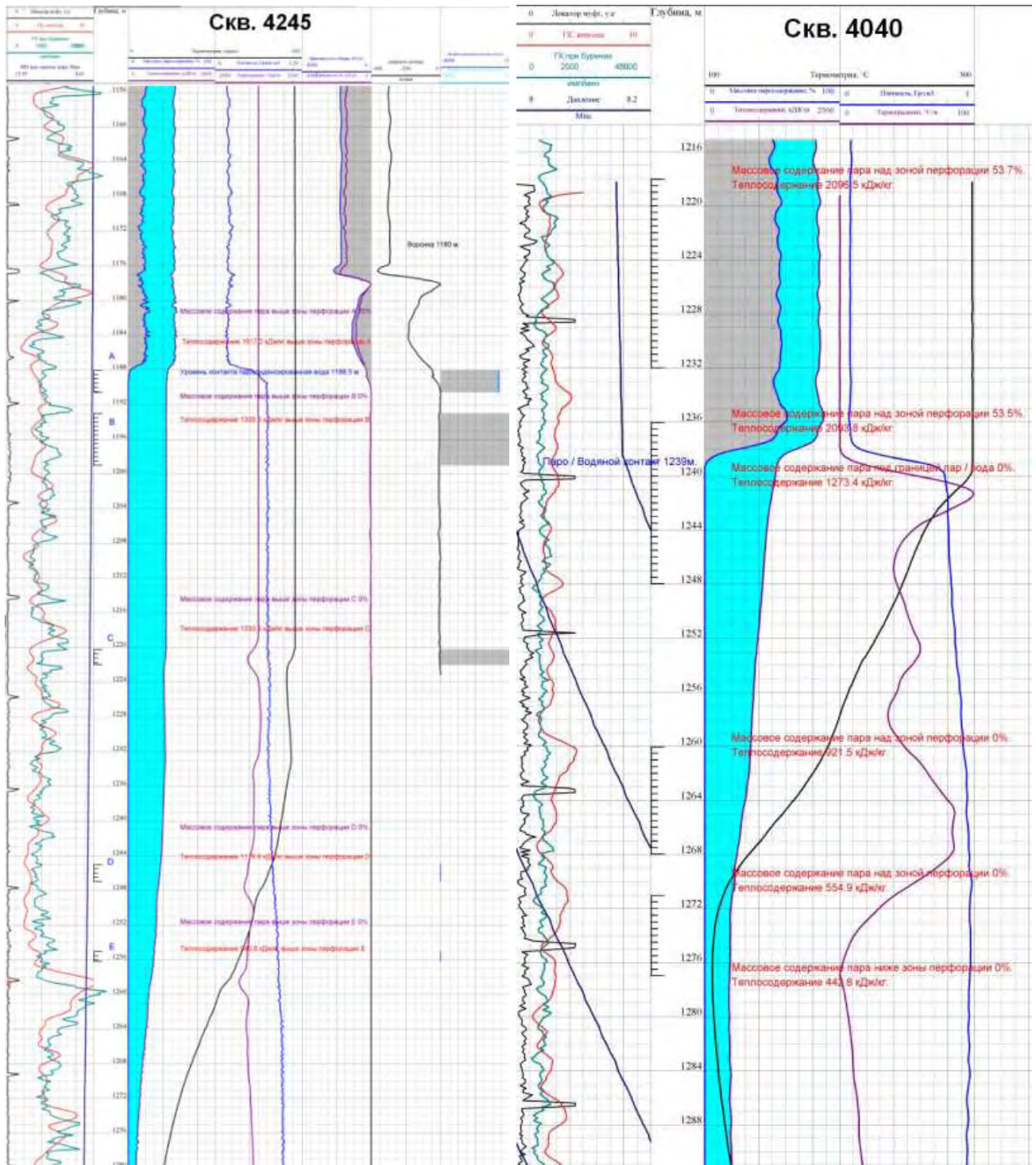


Рисунок 4.5 – Результаты исследований Scientific Drilling по паронагнетательным скважинам №№ 4245, 4040 со степенью сухости выше 0% на уровне верха интервала перфорации [24].

По данным результатов исследований Scientific Drilling (таблица 4.5) в некоторых скважинах зоны ПТВ агрегатное состояние теплоносителя соответствовало жидкости практически с устья.

Таблица 4.5 – Результаты определения профиля приёмистости на паронагнетательных скважинах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (по исследованиям Scientific Drilling).

№ скважины	Верх и.п., м.	Низ и.п., м.	Тип флюида вверху и.п.	Массовое содержание пара вверху и.п., %	Тип флюида внизу и.п.	Уровень контакта пар-конденсир. Вода, м	Давление вверху и.п., МПа	Температура вверху и.п., °С
4023	1136,0	1190,0	пар+вода	35	вода	1180	7,8	292
4029	1349,6	1372,8	вода	0	вода	1300	10,9	295
4031	1385,2	1416,4	вода	0,21	вода	1387,8	9,5	225
4039	1183,0	1214,5	вода	0	вода	630	7,8	213
4040	1218,0	1277,0	пар+вода	53,7	вода	1239	8,2	298
4058	1292,0	1366,0	вода	0,1	вода	н/д	9,2	286
4245	1188,0	1256,2	пар+вода	20	вода	1188,5	8,1	298
4584	1177,0	1203,6	пар+вода	23,9	вода	1199,5	8,5	302
4598	1209,8	1275,0	вода	0	вода	н/д	8,3	261
6168	1216,0	1280,0	пар+вода	12,5	вода	1227	8,3	300
7042	1215,0	1254,0	вода	0	вода	н/д	9,7	297

Из представленной таблицы 4.5 видно, что только в четырёх из одиннадцати исследованных скважин закачиваемый теплоноситель удалось довести до кровли залежи в виде влажного насыщенного пара с минимальной степенью сухости (сухость пара, отвечающая требуемому качеству теплоносителя, должна быть не ниже 60% [24]). В остальных скважинах теплоноситель либо полностью, либо частично заполнял термоколонну и интервалы перфорации в виде горячего пароконденсата (степень сухости равна нулю). Эти данные подтверждают результаты средне-интегральных оценок качества теплоносителя методом теплового баланса.

Согласно расчётам, выполненным за 2010 - 2012 годы (таблица 4.6) из 76,34 % тепловой энергии, доставленной на забой, 35 % расходуются на прогрев непродуктивных пород, 3 % на прогрев законтурной и подошвенной воды, внедряющейся в пласт, 4,86 % уходят через кровлю залежи в перекрывающие её непроницаемые породы покрышки, 5,2 % возвращаются в виде тепла с добываемой жидкостью [24].

Таблица 4.6 – Производство массы, показатели качества и технологический эффект от закачки теплоносителя в пласты зоны ПТВ в 2010 – 2012 годы [24].

Параметры	годы		
	2010	2011	2012
Количество потребленного газового топлива для производства теплоносителя, млн.м ³	89.731	70.555	82.641
Удельная теплотворная способность газового топлива, ккал/кг	9953	9930	10200
Удельное потребление газового топлива на тонну теплоносителя, м ³ /т	56.181	47.048	56.78
Удельное потребление метанового эквивалента (ГОСТ 5542-87, тепл сп =7600 ккал/м ³) газового топлива на тонну теплоносителя, м ³ /т	72.605	63.34	78.68
Необходимый (нормированный паспортом ПГ) расход газового эквивалента (тепл сп =7600 ккал/м ³) на тонну теплоносителя, м ³ /т	75	75	75
Масса выработанного теплоносителя, тыс т в том числе:	1597.18	1499.64	1455.53
для площадной технологии прогрева	1342.42	1320.09	1279.39
для технологии ПЦО	254.756	179.551	176.139
Энтальпия всего выработанного теплоносителя с учетом КПД =0,85, Гкал	749121	613622	739811
Удельная энтальпия теплоносителя*, ккал/кг	447.32	367.512	456.517
Расчетная сухость пара на забое, д.е.	0.313	0.13	0.393
Средневзвешенная температура самого прогретого объекта (пачки 8+7), + °С		40.55	38.7
Суммарный технологический эффект за все годы в виде прироста температуры горной массы в объекте (пачки 8+7) теплового воздействия, + °С		19.05	17.2

Только 28,2 % выработанного парогенераторами тепла внедряется в пласты-коллекторы, совершая полезную работу по разогреву породы, слагающей пласты-коллекторы, и содержащуюся в них высоковязкую нефть.

Приведенные в таблице 4.6 данные получены аналитическим путем, и точность расчетов конечно во многом зависит от точности выполненных замеров многих параметров. Тем не менее, окончательный вывод говорит о том, что основной параметр качества теплоносителя – его сухость за рассматриваемые

3 года не превысил 0,393. Этот вывод подтверждается данными прямых измерений компании «Scientific Drilling», приведённые в таблице 4.5.

Таким образом, при выборе технологии площадной закачки теплоносителя необходимо руководствоваться фактическими данными о расчлененности, гранулярности, теплофизических свойствах жидкостей и породы. Как правило, вскрываемые в нагнетательных и добывающих скважинах неоднородные пласты обладают в различной степени ухудшенными ФЕС, из-за чего в большинстве действующих нагнетательных скважин образуются высокие репресссионные конусы, требующие различных давлений закачки, и происходит быстрая конденсация пара на глубине нескольких десятков метров от устья. Все это приводит к существенному замедлению скорости прогрева пластов и нефти.

Исходя из этого, тепловые технологии разработки различных по степени выработки запасов в различных литолого-фациальных зонах залежи должны также различаться, поскольку механизм распределения тепла внутри горного массива с заключёнными внутри него нефтенасыщенными коллекторами обусловлен энтальпией всего теплоносителя, внедренного в объекты разработки.

В дополнение к технологии площадной закачки теплоносителя, реализуемой в большинстве элементов зоны ПТВ, в целях увеличения охвата и нефтеотдачи пластов паротепловым воздействием осуществлялось проведение опытно-промышленные работы по закачке в действующие нагнетательные скважины химических реагентов (гелеобразующего состава «ГАЛКА» и нефтewытесняющей композиции «НИНКА»). При этом в большинство нагнетательных скважин закачивались последовательно термогель «ГАЛКА» и нефтewытесняющая композиция «НИНКА» [24].

Термотропные гелеобразующие композиции «ГАЛКА – С» используются совместно паротепловым и пароциклическим воздействием на пласт для регулирования профиля приемистости в паронагнетательных скважинах и изоляции водопритоков в добывающих скважинах с целью увеличения нефтеотдачи.

Гелеобразующая композиция «ГАЛКА – С» была разработана в институте химии нефти Сибирского отделения РАН. Способность системы соль алюминия – карбамид – вода непосредственно в пласте при паротепловом воздействии генерировать неорганический гель и CO_2 положена в основу технологии увеличения охвата пласта при закачке пара в области температур от $+100$ до $+320^\circ\text{C}$. Гелеобразующие жидкости на основе этой системы представляют собой маловязкие растворы, имеющие низкий показатель pH 2,5-3,5. Они способны растворять карбонатные минералы породы пласта, снижать набухаемость глин.

Для приготовления гелеобразующей композиции «ГАЛКА – С» исходные компоненты (соль алюминия – карбамид) смешиваются с водой в соотношении 1 к 4. Закачка их в пласт производится в процессе нагнетания теплоносителя с использованием стандартного оборудования (рисунок 4.6).

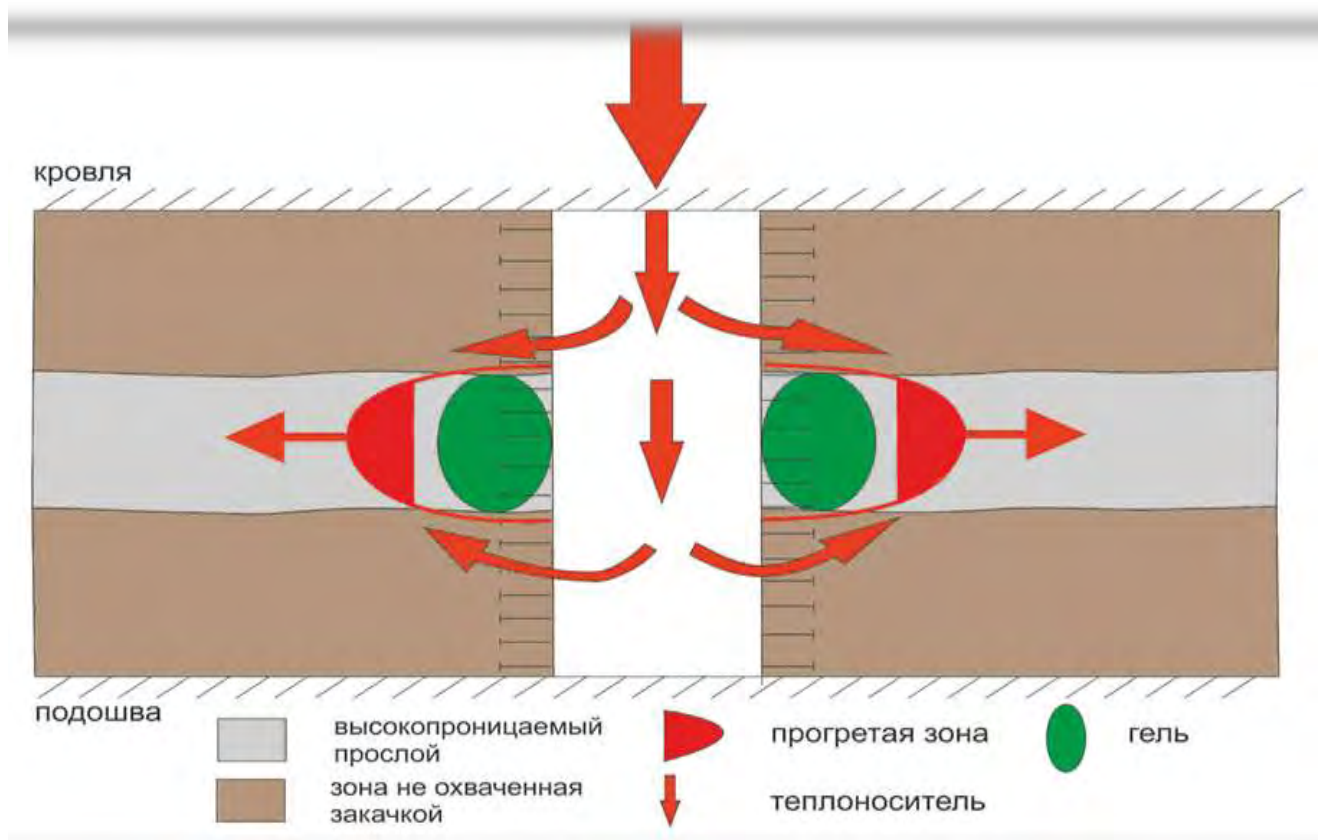


Рисунок 4.6 – Реализуемая технология термохимического воздействия по технологии «ГАЛКА – С».

Образующийся в пласте термогель, вязкость которого изменяется в пределах от 5000 до 7000 мПа·с, создает в пласте практически неподвижный гидродинамический экран.

В конечном итоге, за счет регулирования фильтрационных потоков и увеличения охвата залежи закачкой теплоносителя происходит снижение обводненности продукции добывающих (реагирующих на закачку пара) скважин, что, соответственно, отражается на приросте дебитов нефти, а также позволяет активизировать запасы ранее не вовлечённые в разработку.

Объективные доказательства эффективности влияния закачки термогеля «ГАЛКА» на режим работы нагнетательной скважины № 4023 в 2011 году были получены с помощью аппаратуры компании «Scientific Drilling» [24].

В процессе закачки пара 17 мая 2011 года в скважине упомянутой аппаратурой были инструментально зафиксированы забойные условия поглощения теплоносителя (рисунок 4.7), а именно из перфорированной двумя интервалами (20 м + 30 м) толщи пластов-коллекторов по показаниям расходомера активно принимала пар верхняя часть нижнего интервала перфорации общей толщиной 5 м. На глубине верхних дыр перфорации (1136 м) давление пара составляло 7,69 МПа, температура +290⁰С. Низкая приемистость верхнего интервала перфорации и низов нижнего интервала делали профиль приемистости весьма неравномерным, а охват пласта низким.

Повторное исследование процесса нагнетания пара в скважине № 4023 после выполненной закачки в нее термогеля «ГАЛКА - С» 8 сентября 2011 года обнаружило повышение давления нагнетания до 7,82 МПа и увеличение толщины принимающего прежде интервала перфорации с 5 м до 19 м, при этом охват пласта возрос с 10 до 38 %.

Таким образом, при возобновлении нагнетания пара основной поток теплоносителя перенаправляется в менее проницаемые и более нефтенасыщенные интервалы пласта.

За счет этого происходит увеличение охвата пласта закачкой пара и как следствие происходит повышение эффективности паротеплового воздействия за

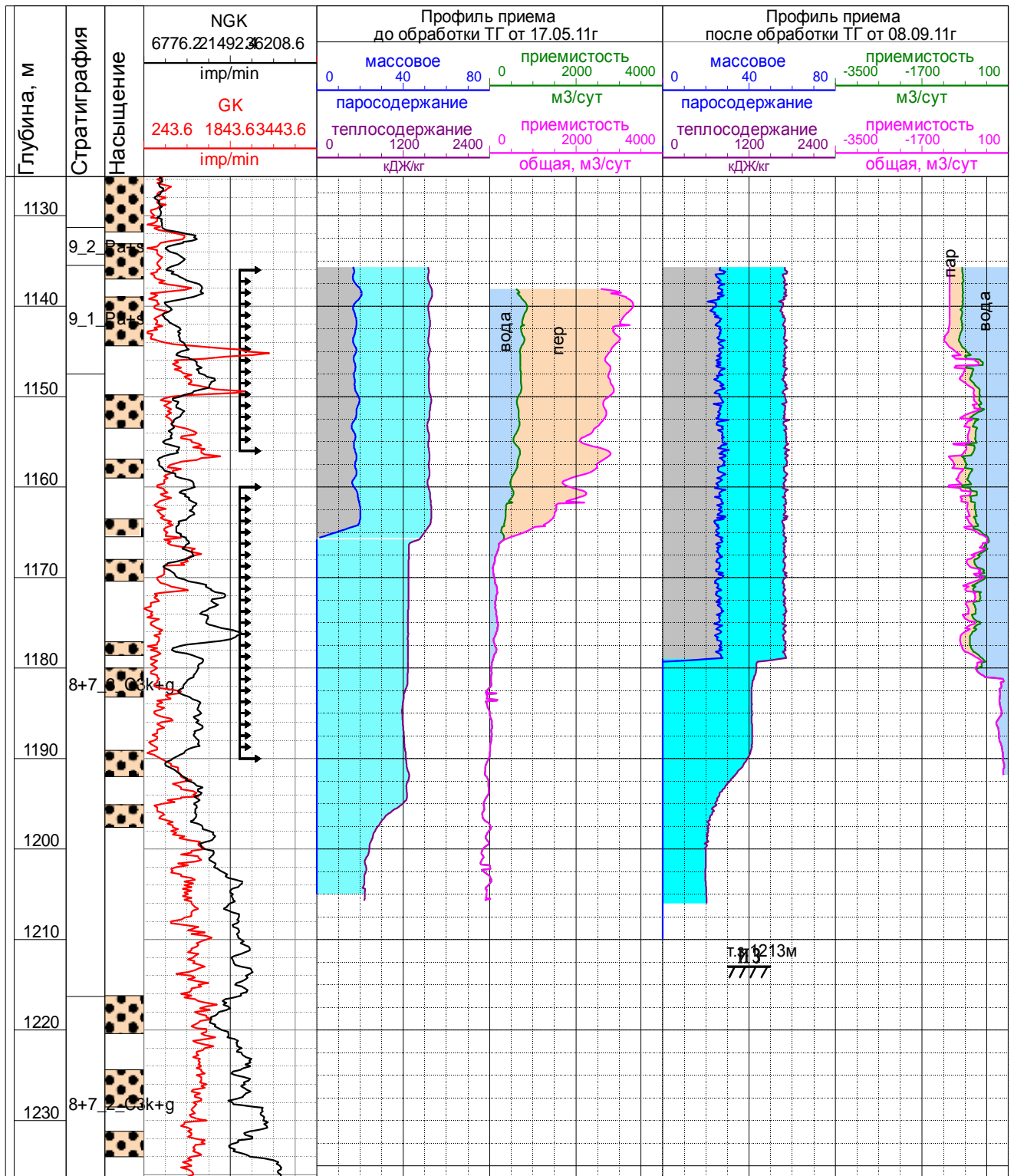


Рисунок 4.7 – Результаты обработки термогелем ГАЛКА-С нагнетательной скважины № 4023 [24].

счет предотвращения поступления теплоносителя в высокопроницаемые интервалы.

В целом по всем проанализированным элементам зоны ПТВ можно сделать вывод, что благодаря закачке химических реагентов отмечается увеличение среднего дебита нефти реагирующих добывающих скважин и снижение их общей обводненности на 5 – 10 %. При этом наилучший результат достигается именно при последовательной закачке химических реагентов за счет перераспределения потоков закачиваемого теплоносителя и увеличения охвата вскрытых пластов воздействием при помощи создания в призабойной зоне нагнетательной скважины вначале гелевого экрана из состава «ГАЛКА - С» и последующей интенсификации нефтевытеснения при помощи композиции «НИНКА».

При этом одной из проблем при использовании этих композиций является то, что очень сложно отделить объем дополнительно добытой нефти по технологиям «ГАЛКА - С» и «НИНКА» от эффекта прочих мероприятий по повышению нефтеотдачи и определить их вклад в общую картину. Однако на основе проведенного анализа разработки можно утверждать, что используемая в зоне ПТВ программа комбинированного термохимического воздействия является достаточно эффективной, и часть этого эффекта обусловлена совместным применением методов паротеплового воздействия на пласт и физико-химических технологий на основе гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций «ГАЛКА – С» и «НИНКА».

Таким образом, по результатам более чем 20-летней разработки зоны ПТВ, в том числе участка ПТВ-3 можно сделать вывод, что без применения дополнительных мероприятий, учитывающих геологическую неоднородность по проницаемости и высокую обводненность вскрытых пластов, традиционная технология площадной закачки пара недостаточно эффективна в условиях трещиноватого и обводнённого карбонатного коллектора из-за сложности управления процессом разработки и большого паронефтяного отношения, обусловленного прорывами пара по высокопроницаемым каналам в зоны залежи, не охваченные дренированием.

В условиях такого крайне неоднородного коллектора теплоноситель с большой скоростью продвигается по наиболее проницаемым и частично обводнённым зонам, при этом основной объём нефти, содержащийся в матрице, не

успевают прогреться из-за теплопроводности и вовлечься в разработку за счёт термоупругого расширения пластовых жидкостей и капиллярной пропитки.

Как следствие, из-за низкого охвата разработкой пласта и соответственно его низкой нефтеотдачи (не более 20-25%) паронефтяное отношение в настоящее время достигает 8 т/т и более, что говорит о низкой эффективности применения площадной закачки пара в «чистом виде», как с технологической, так и с экономической точек зрения.

4.1.2 Анализ эффективности технологии пароциклических обработок добывающих скважин, в том числе во взаимодействии с другими видами геолого-технических мероприятий

За период 1992 – 2013 годов на залежи было проведено более 600 пароциклических обработок (ПЦО) на 270 добывающих скважинах. В среднем удельная дополнительная добыча нефти от проведения ПЦО составляет около 1,8 тыс.т/скв., а средний прирост дебита нефти - 8,2 т/сут, что характеризует данное мероприятие как одно из самых эффективных, проводимых в настоящее время на залежи. При этом паронефтяное отношение составляет всего 2,5т/т, что существенно ниже (в 3 – 4 раза), чем при площадной закачке пара.

Более высокая эффективность ПЦО обусловлена тем, что при этой технологии максимально используется введённая в пласт тепловая энергия, так как зона отбора нефти максимально совмещена с наиболее прогретой зоной пласта. В тоже время низкий охват пласта тепловым воздействием при проведении ПЦО в системе вертикальных скважин из-за высокой неоднородности пласта не позволяет получить нефтеотдачу более 15-16%. Кроме того, эффективность ПЦО во многом зависит от базовых характеристик обрабатываемых скважин – их обводнённости и продуктивности [24].

В случае если базовая обводненность скважин оказывается более 75%, а продуктивность – менее 30 т/сут/МПа, то на таких скважинах необходимо проводить дополнительные геолого-технические мероприятия, направленные на снижение обводнённости продукции и увеличение продуктивности пласта.

Начиная с 2007 года в комбинации с ПЦО используется закачка термотропной гелеобразующей композиции «ГАЛКА - С» в высокообводнённые скважины и нефтесняющей композиции «НИНКА» в низкопродуктивные скважины. В результате применения данной комбинации наблюдается полутора кратное увеличение объёма дополнительно добытой нефти по сравнению с проведением ПЦО без обработки данными реагентами.



Рисунок 4.8 – Динамика дополнительной добычи нефти при термохимическом воздействии (ПЦО) в комбинации с композицией «ГАЛКА - С».

В 2006 и 2010 годах на залежи проводились работы по интенсификации притока в 13 добывающих скважинах путем искусственного расширения их зоны дренирования глубоко проникающими каналами – радиальными отводами с последующим проведением ПЦО. Данный вид геолого-технических мероприятий (ГТМ) осуществлялся проводкой гидромониторным способом радиально расходящихся от основного ствола в продуктивном пласте каналов длиной до 100 м и диаметром не менее 50 мм, создаваемых с помощью технологии и технических средств, разработанных американской компанией «Rad Tech» [24].

В результате вовлечения в разработку за счёт адресного вскрытия радиальными отводами и последующей обработки паром ранее недренируемых

низкопроницаемых участков пласта с высокой остаточной нефтенасыщенностью, дополнительная добыча нефти в среднем составила 2,4 тыс. тонн на скважину, что практически в 1,5 раза выше чем от чистых ПЦО на скважинах без радиальных отводов. В целом радиальные отводы позволяют значительно улучшить фильтрационные характеристики скважин и существенно снизить фильтрационные сопротивления в прискважинной области.

Однако радиальные отводы не обладают равномерной проводимостью, их параметры мало отличаются от ФЕС перфорированного коллектора в вертикальных скважинах, поэтому они не имеют индивидуальных признаков, присущих отдельным скважинам («скважина в скважине»). При одновременном вскрытии высоко- и низко-проницаемых прослоев их совместная, равномерная выработка невозможна. Этому не помогают даже радиальные отводы и последующее проведение ПЦО. Хотя приёмистость интервалов забуривания радиальных отводов возрастает, она всё же остаётся существенно меньше, чем приёмистость отдельных высокопроницаемых прослоев в вертикальных скважинах.

4.1.3 Анализ эффективности чередующейся закачки пластовой воды и высоковязкой нефти

В 2007 - 2009 годах на залежи проводились испытания нового «нетеплого» способа повышения нефтеотдачи путем чередующейся закачки в нагнетательные скважины пластовой воды и высоковязкой нефти. Для этого был выбран один обращенный пятиточечный элемент, расположенный в зоне естественного режима разработки залежи [24]. Высокая текущая обводненность выбранного элемента (около 85 %) не могла быть следствием полной выработки запасов нефти в этом элементе. Причиной обводнения являлся прорывной характер фильтрации высокоподвижной пластовой воды по пластам-коллекторам с улучшенными ФЕС и многочисленными трещинами.

Технология чередующейся закачки на опытном участке включала следующие основные операции: закачка в нагнетательную скважину № 1553

пластовой воды в течение 1 месяца (9,0 – 9,5 тыс. т) с последующей закачкой в неё порции высоковязкой нефти в количестве 10,0 % от объема закачанной пластовой воды (0,9 – 1,0 тыс. т).

В течение полугодия после начала эксперимента (с сентября 2007 г. по апрель 2008 года) количество дополнительно добытой нефти по реагирующим (добывающим) скважинам №№ 1023 и 1084, превысило количество закачанной нефти и только с мая 2008 года анализируемый баланс закачка – дополнительная добыча нефти оказался отрицательным.

Основной причиной низкой эффективности технологии чередующейся закачки нефти и воды на опытном участке явилось снижение вязкости закачиваемой смеси нефтей, состоящей из собственной высоковязкой нефти пермокарбоновой залежи и маловязких нефтей других залежей и месторождений (к апрелю 2008 года средняя вязкость закачиваемой смеси нефтей уменьшилась в 2 раза с 280 мПа·с до 140 мПа·с).

Вместе с тем в течение первого полугодия после прекращения чередующейся закачки пластовой воды и высоковязкой нефти обводненность добываемой продукции скважин №№ 1023, 1084 снизилась с 76 % до 63 %. Кроме того, в результате проведенного в этот период времени форсированного отбора жидкости в добывающей скважине № 1084, дебит по нефти этой скважины увеличился в 2,2 раза (с 23 до 50 т/сут) при увеличении дебита по жидкости только в 1,6 раза (с 63 до 100 т/сут). Как следствие, дополнительная добыча нефти с начала проведения эксперимента чередующейся закачки нефти и воды на опытном участке оценивается в 14,2 тысяч тонн, что на 5,2 тысяч тонн больше, чем было закачано высоковязкой нефти в пласт.

Таким образом, промысловые испытания новой нетепловой технологии извлечения высоковязкой нефти при помощи чередующейся закачки пластовой воды и дегазированной высоковязкой нефти на опытном участке залежи позволили получить положительные результаты и сделать следующие выводы:

- периодическая закачка высоковязкой нефти в течение продолжительного времени может проводится в нагнетательные скважины и ничего непредвиденного и негативного при этом не происходит;

- при средней вязкости закачиваемой нефти 280 мПа·с наблюдается положительный баланс: количество дополнительно добытой нефти существенно превышает количество закачанной нефти;
- снижение средней вязкости закачиваемой нефти до 140 мПа·с значительно уменьшает фильтрационное сопротивление принимающих пластов, что приводит к отрицательному балансу экспериментальных работ.

Хорошие результаты, полученные при эксплуатации добывающих скважин №№ 1023 и 1084, в процессе проведения эксперимента обусловлены, главным образом, следующими причинами:

- постепенным заполнением высокопроницаемых каналов закачанной высоковязкой нефтью и её приближением к активно реагирующим добывающим скважинам, благодаря чему скорость поступления воды в эти скважины значительно замедлилась;
- эффектом нестационарного заводнения из-за снижения пластового давления в зоне отбора скважины № 1084, что способствовало дополнительному выравниванию фронта вытеснения нефти водой.

Однако следует отметить, что в результате полного прекращения чередующейся закачки дополнительная добыча нефти не может расти постоянно, созданные в пласте гидродинамические барьеры из высоковязкой нефти постепенно разрушаются и со временем перестают оказывать положительное влияние на процесс обводнения активно реагирующих скважин в этом элементе.

4.1.4 Анализ эффективности внедрения новых термических технологий в системе горизонтальных скважин на северном актуальном участке пермокарбоновой залежи

В октябре 2012 года на северном актуальном участке залежи (рисунок 4.9) был начат первый этап опытно-промышленных работ по испытанию технологии перпендикулярного «перекрёстного» термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) через взаимно-перпендикулярные горизонтальные скважины №№ 5 ГС, 6 ГС (нагнетательные, пробуренные в кровле пласта) и №№ 7 ГС, 8 ГС

(добывающие, пробуренные в подошве пласта). Эксперимент предусматривает предварительный прогрев пласта верхнего объекта путем закачки пара в горизонтальные нагнетательные скважины без отбора нефти из горизонтальных добывающих скважин (рисунок 4.10) [24].

На этом же опытном участке по среднему эксплуатационному объекту были начаты экспериментальные работы по площадной закачке пара в пределах элемента из трёх горизонтальных скважин - двух добывающих №2 ГС и №4 ГС и расположенной ниже нагнетательной скважины № 3ГС (рисунок 4.11) с длиной горизонтальных стволов более 500м [24]. Кроме того, в целях регулирования притока жидкости стволы обеих горизонтальных добывающих скважин были оборудованы специальными термостойкими системами интеллектуального заканчивания.

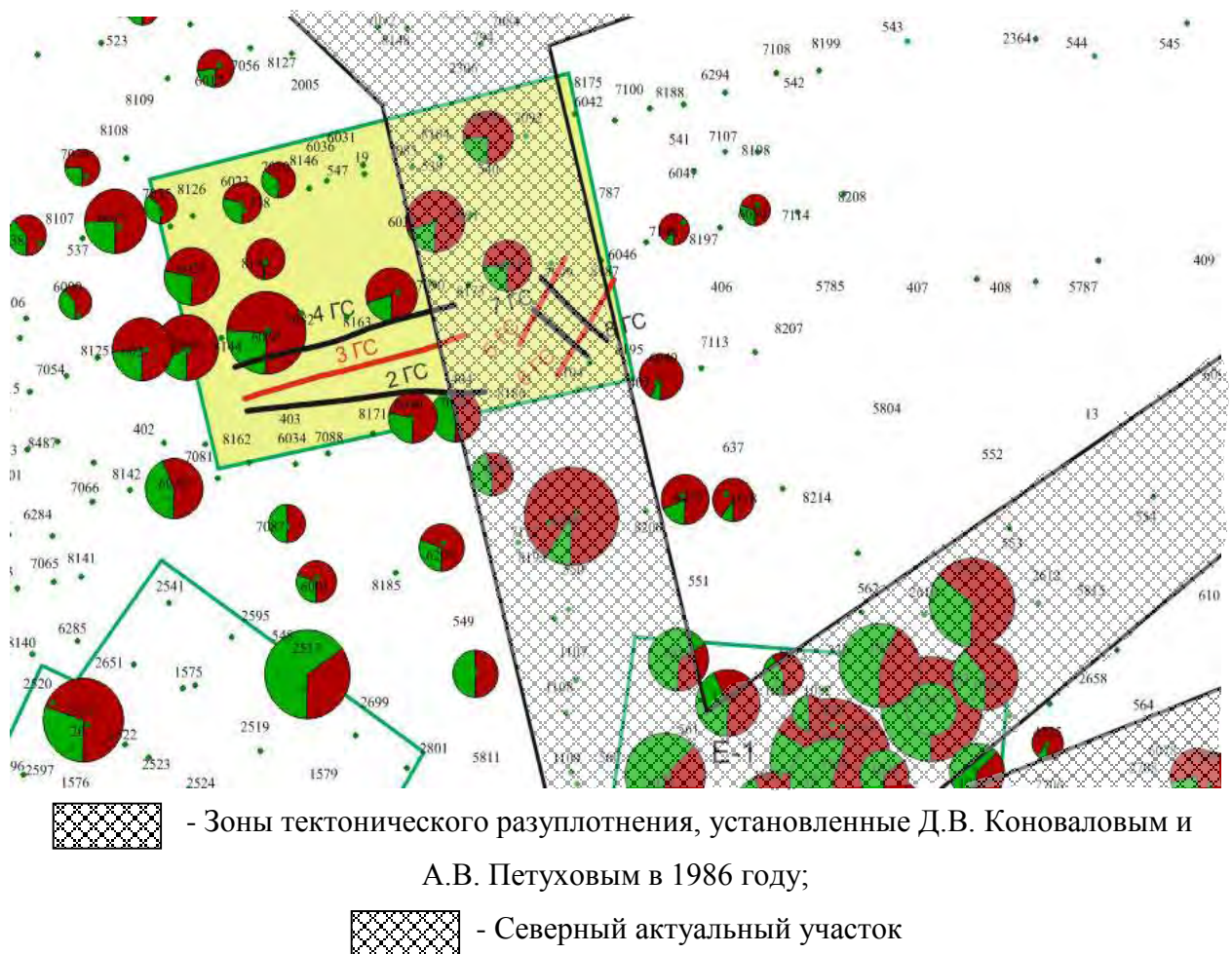


Рисунок 4.9 – Расположение северного актуального участка на карте накопленных отборов пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

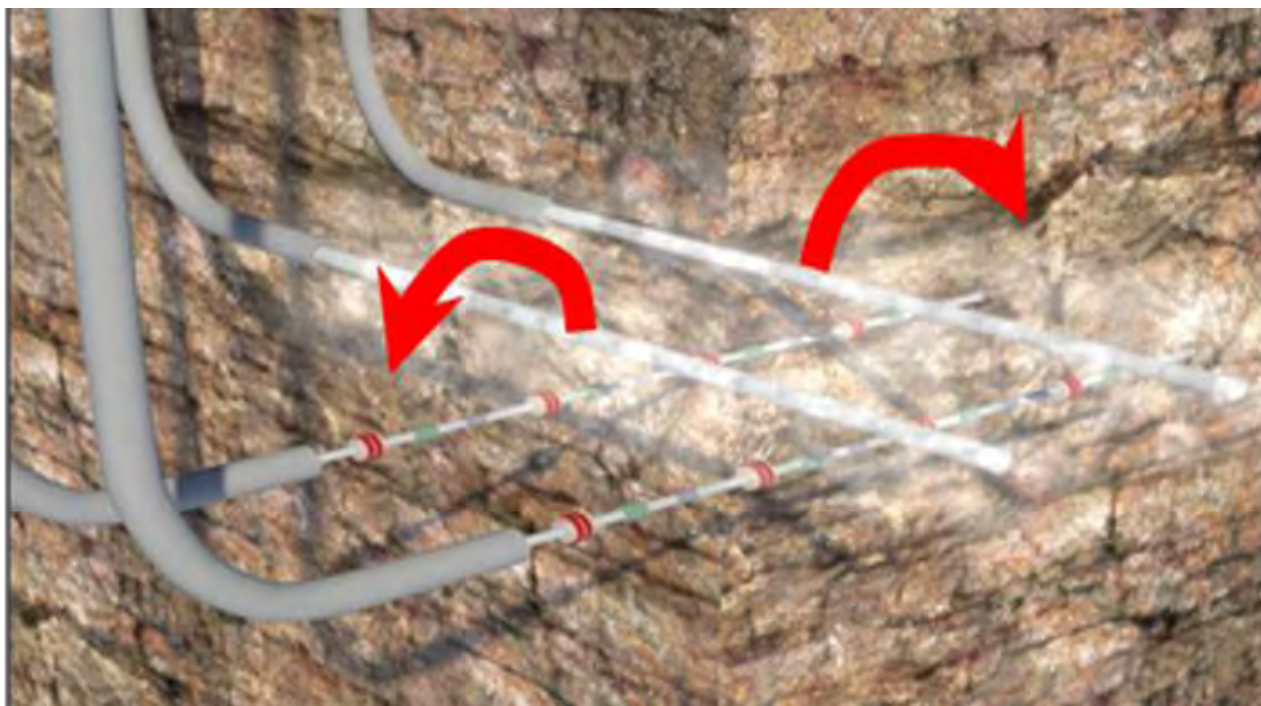


Рисунок 4.10 – Схема размещения в пласте горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин при технологии перпендикулярного ТГДП (технология вытеснения нефти паром сверху вниз).

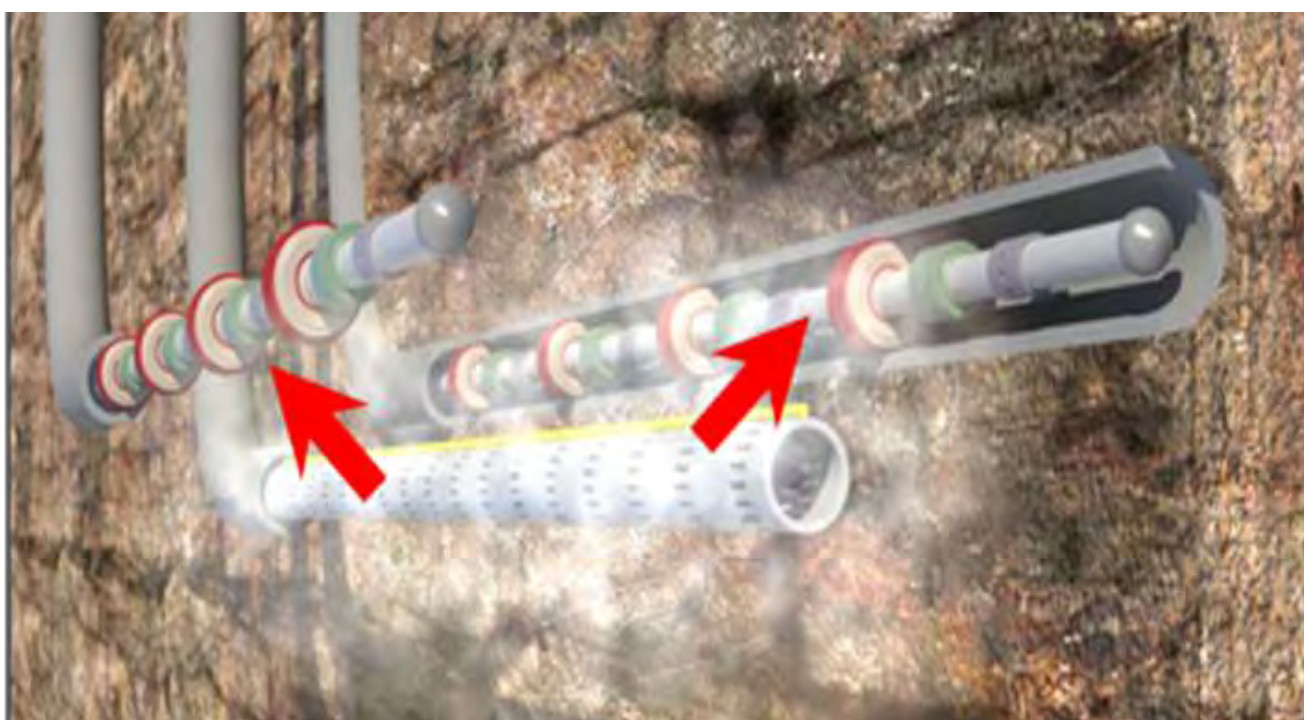


Рисунок 4.11 – Схема размещения горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин при технологии вытеснения нефти паром снизу вверх.

Для контроля за распределением температуры вдоль горизонтальных стволов скважин в них проложены оптоволоконные кабели (рисунок 4.12).

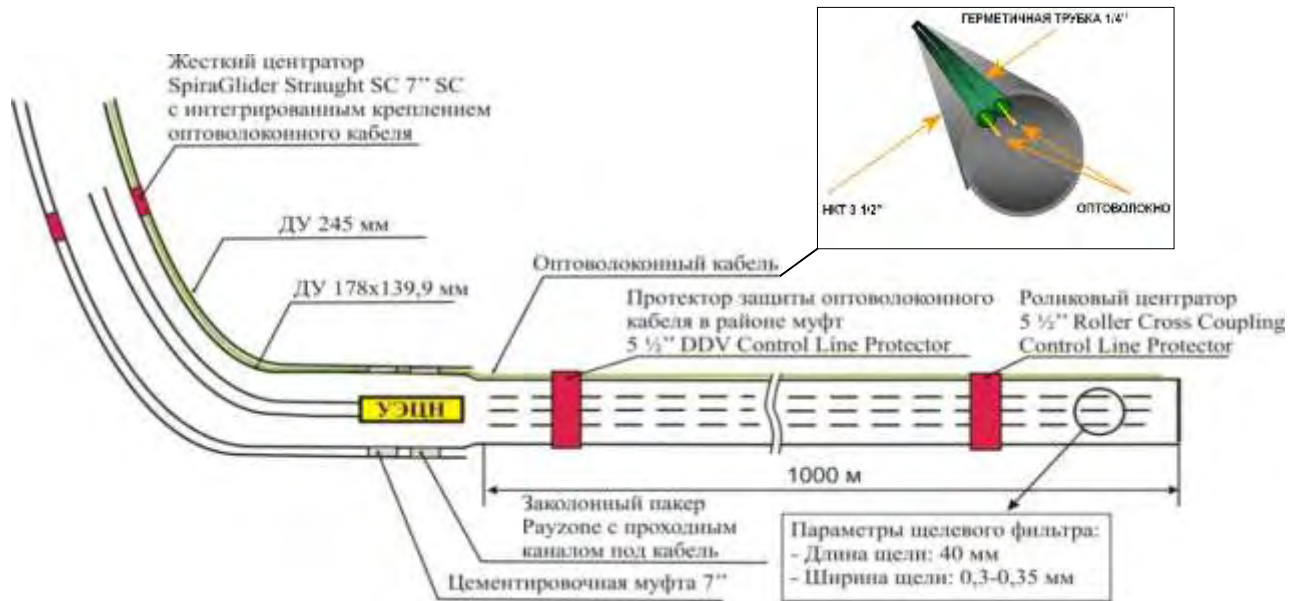


Рисунок 4.12 – Схема размещения оптоволоконного кабеля в горизонтальном стволе скважины [24].

На рисунках 4.13 - 4.16 приведены основные показатели работы горизонтальных скважин в элементе, где испытывалось с перпендикулярное ТГДП в пределах северного актуального участка.

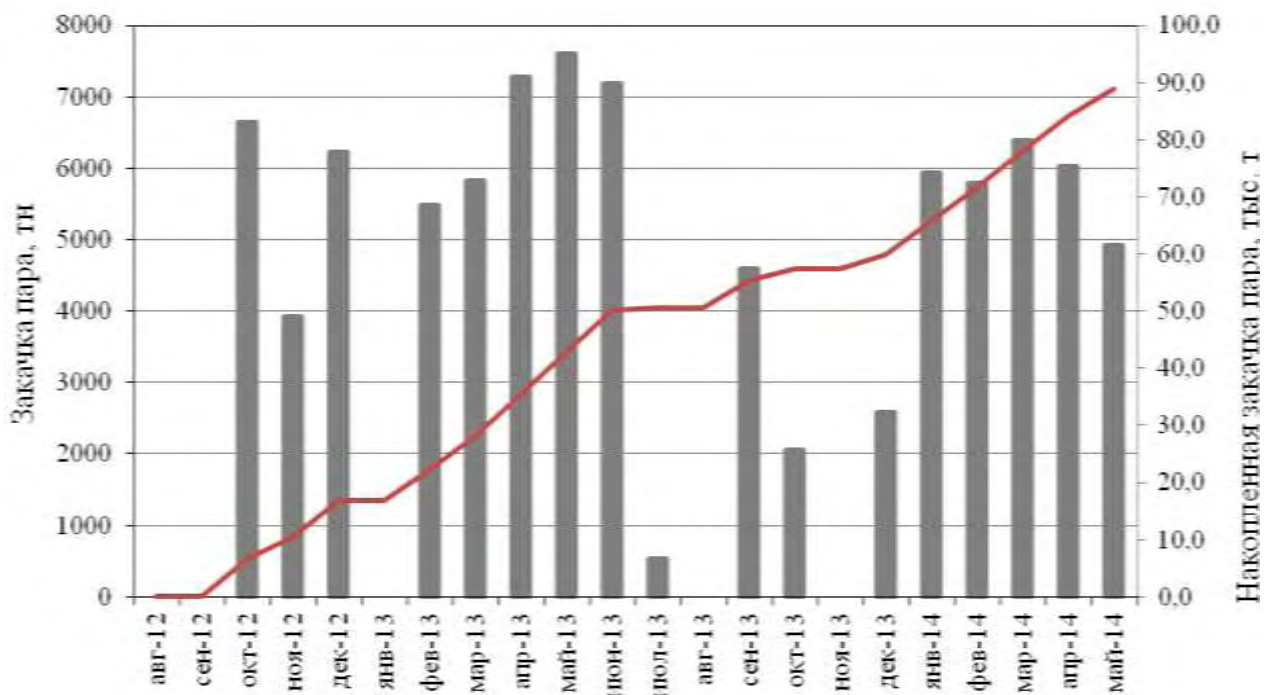


Рисунок 4.13 – Динамика закачки теплоносителя по нагнетательной скважине № 5 ГС на северном опытно-промышленном участке.

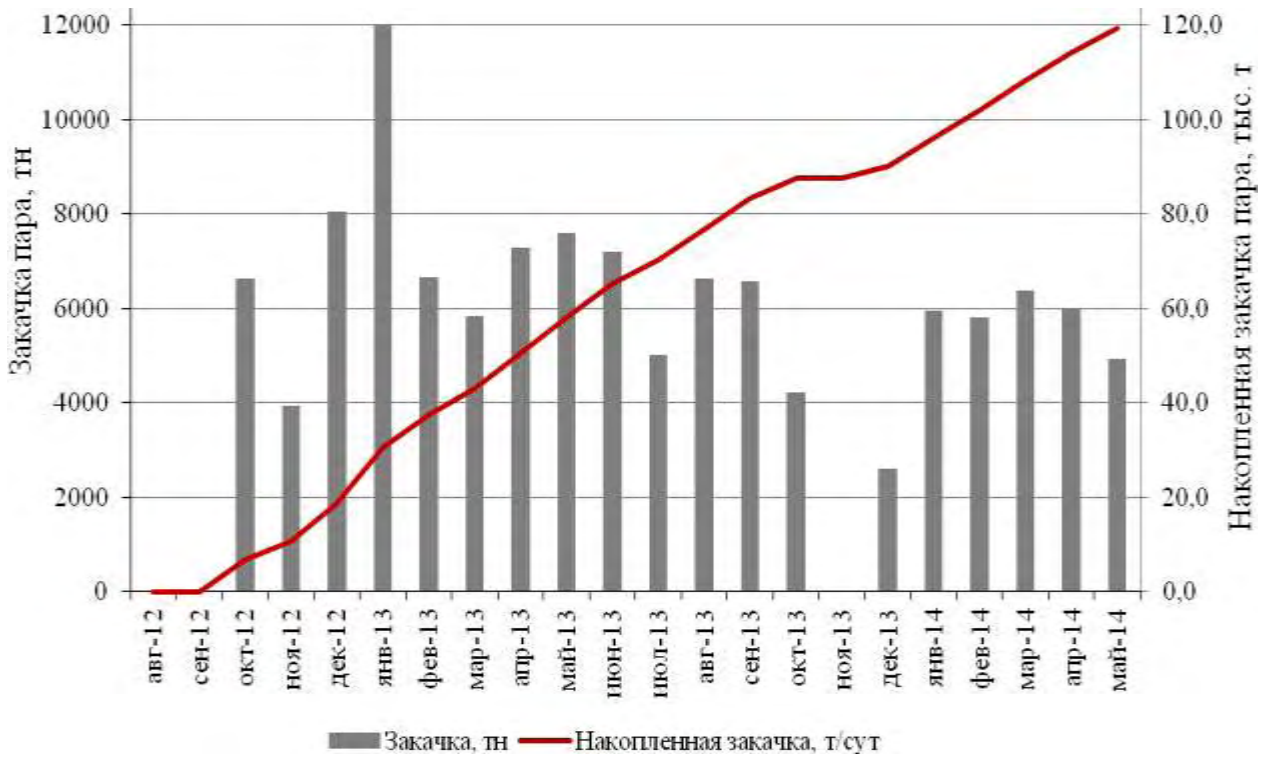


Рисунок 4.14 – Динамика закачки теплоносителя по нагнетательной скважине № 6 ГС на северном опытно-промышленном участке.

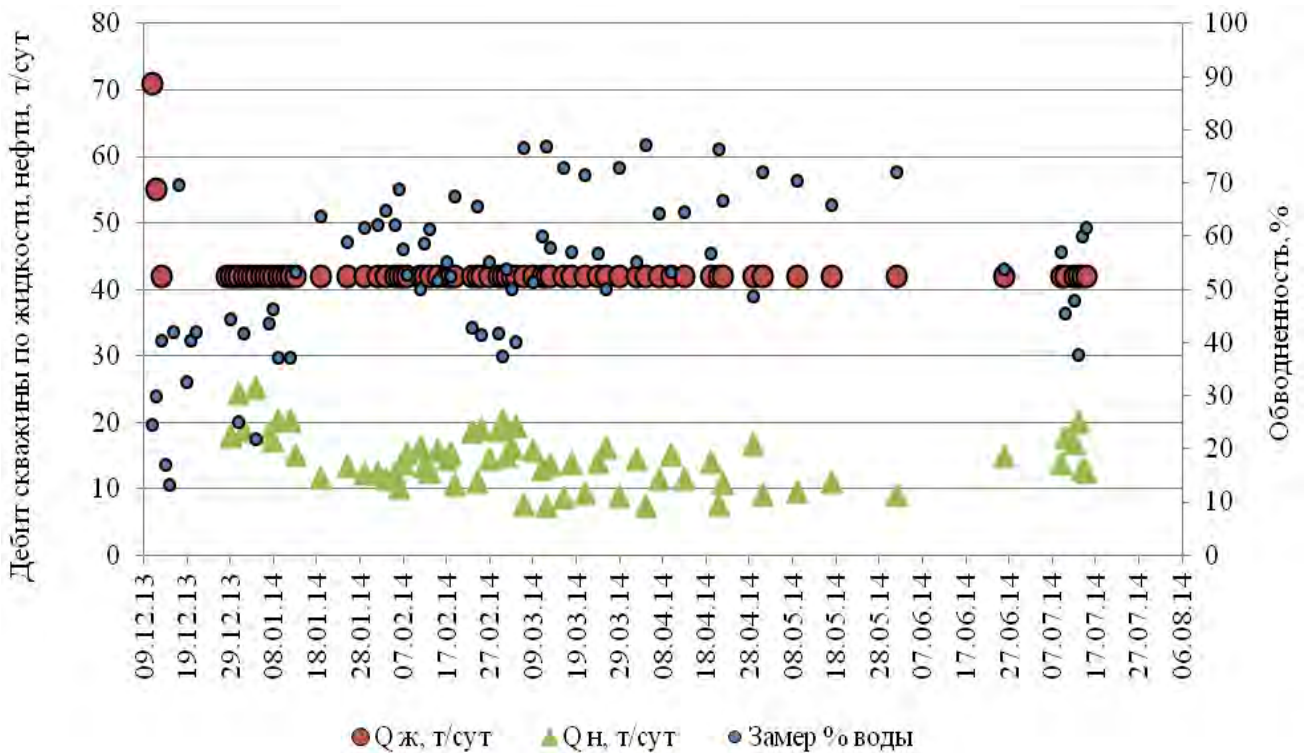


Рисунок 4.15 – Динамика обводненности продукции и дебитов добывающей скважины № 7 ГС по нефти, жидкости на северном актуальном участке.

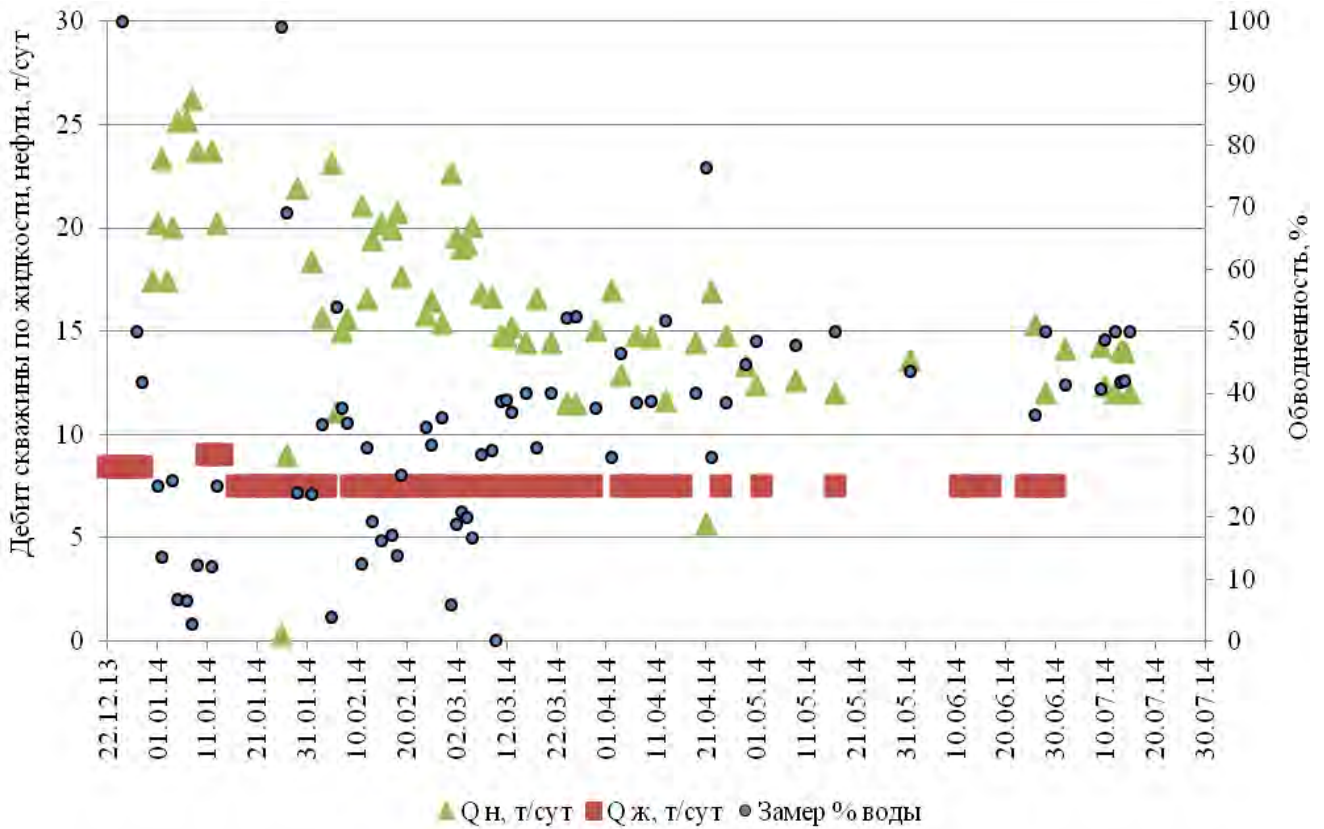
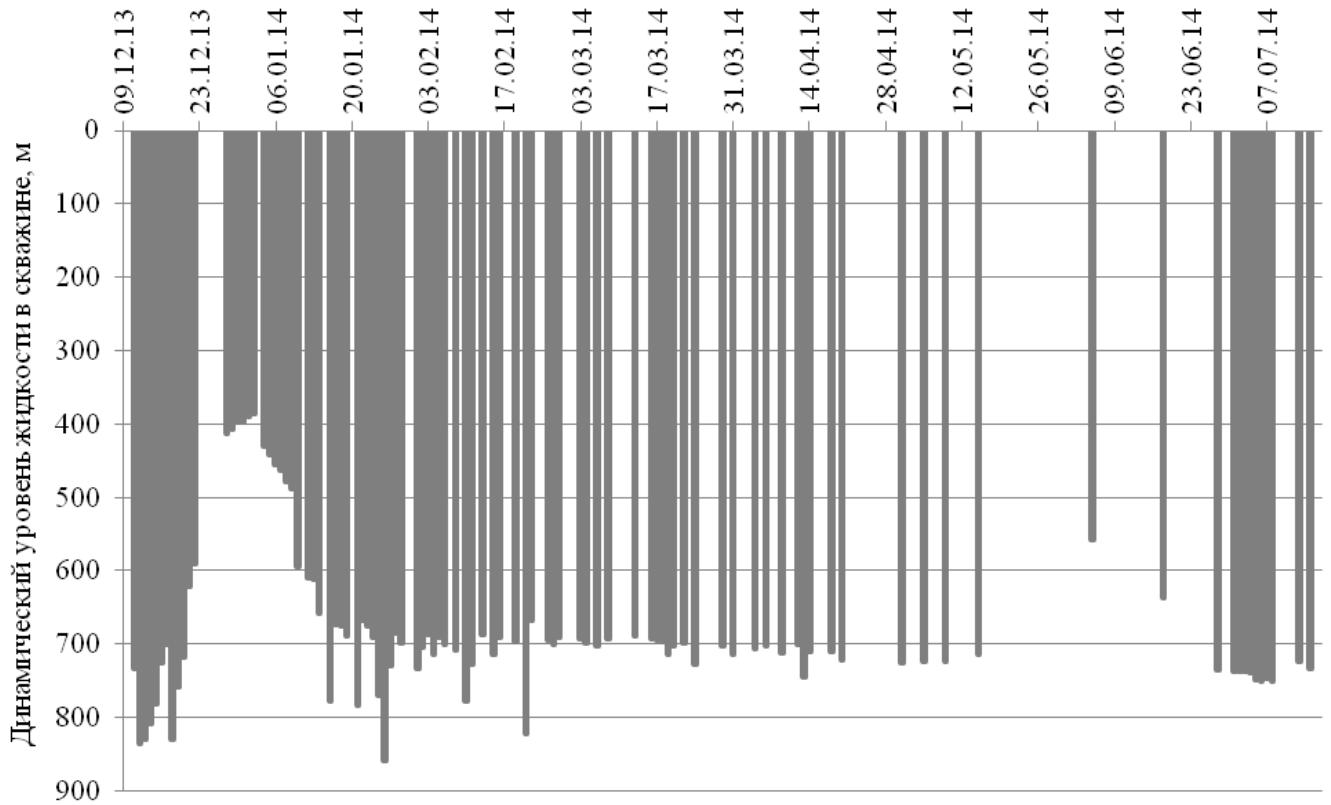


Рисунок 4.16 – Динамика обводненности продукции и дебитов добывающей скважины № 8 ГС по нефти, жидкости на северном актуальном участке.

Анализ показателей разработки по данному элементу позволяет сделать вывод, что на данном этапе экспериментальных работ, несмотря на то, что суммарная накопленная закачка теплоносителя по обеим нагнетательным скважинам (№№ 5 ГС, 6 ГС) превысила 200 тыс. тонн, теплопроводный прогрев пласта, благодаря которому активизируются процессы нефтеизвлечения, не позволил вовлечь в процесс разработки низкопроницаемую матрицу коллектора.

Пласт не прогрет в достаточной степени и не охвачен фильтрацией вытесняющего агента, что подтверждается небольшими дебитами скважин по жидкости (для скважины 7 ГС – 45 м³/сут, для скважины 8 ГС – 25 м³/сут) при достаточно низких динамических уровнях жидкости в скважинах (в среднем 700м) (рисунок 4.17 а, б).

а)



б)

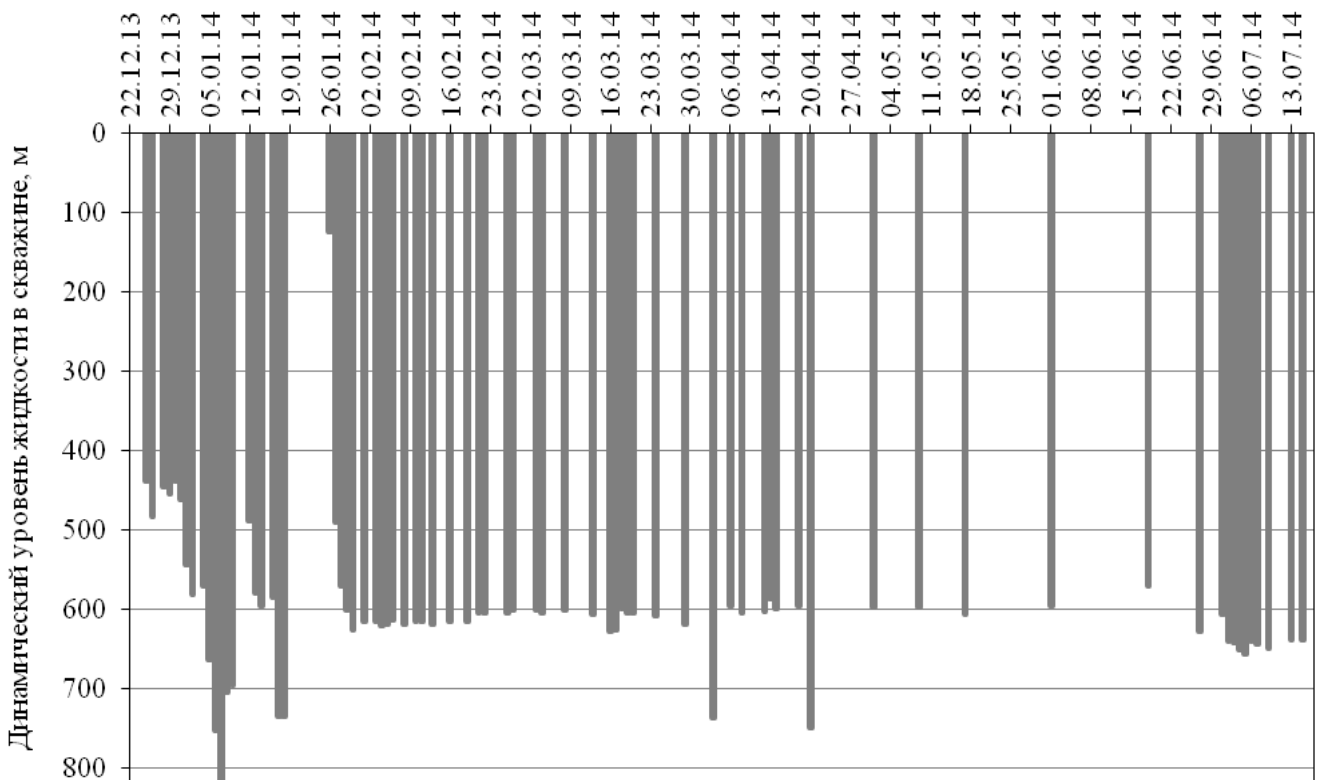


Рисунок 4.17 – Динамика изменения уровня жидкости в затрубном пространстве в процессе эксплуатации добывающих скважин: а - №7 ГС, б - № 8 ГС.

Кроме того, следует отметить, что участок находится в пределах выделенной зоны высокой трещиноватости, что неминуемо сказалось на динамике обводнённости, которая за 4 месяца работы добывающих скважин возросла с 5-15 % до 50-70% и более. Как следствие, при практически неизменном суточном объёме добычи жидкости дебит по нефти сократился в 2 раза.

В элементе с тремя горизонтальными скважинами показатели разработки в целом еще хуже. Практически с начала эксплуатации добывающих скважин обводнённость продукции составляла более 90% (рисунок 4.18)

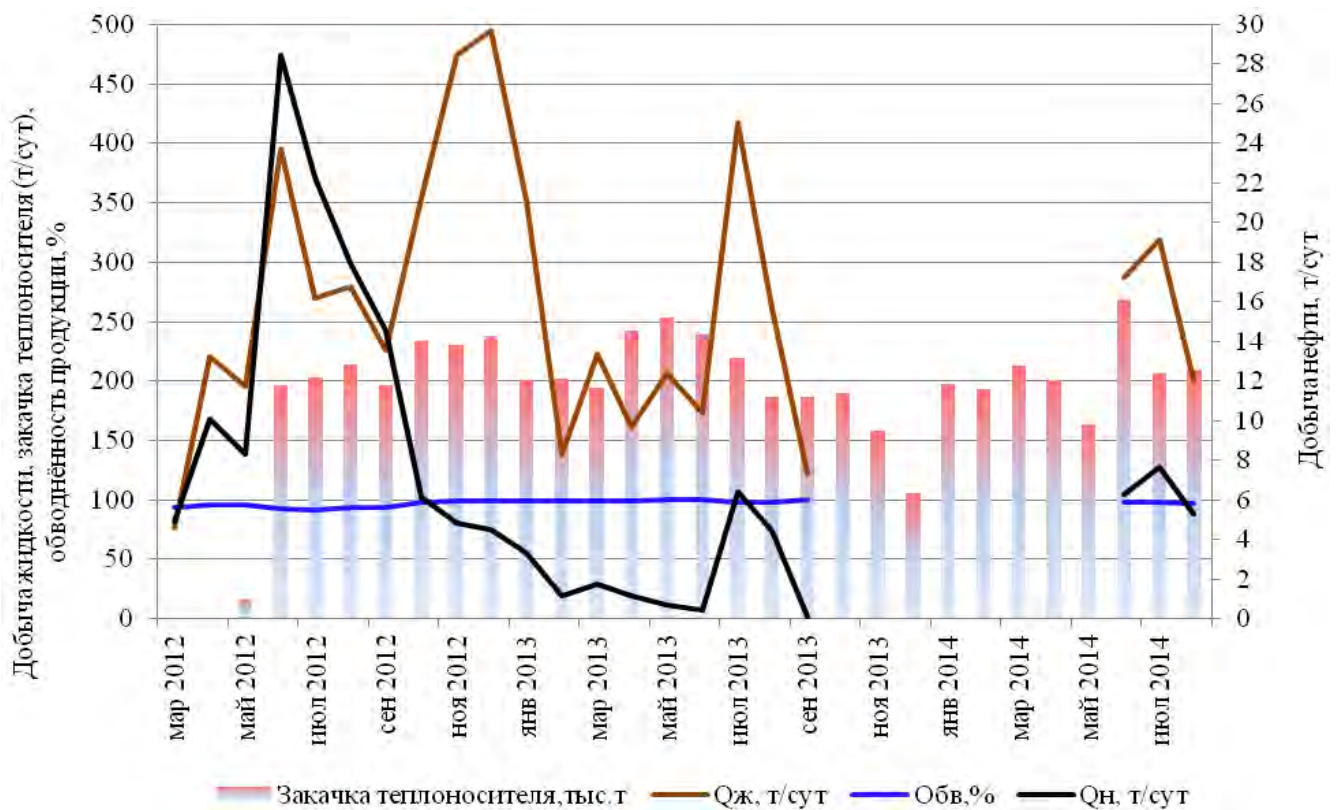


Рисунок 4.18 – Динамика показателей разработки элемента с горизонтальными скважинами №№ 2ГС, 3ГС, 4ГС.

После начала процесса нагнетания теплоносителя обводнённость составила 100%. Попытки регулирования отборов по скважинам (рисунок 4.19 а, б) к положительным результатам также не привели.

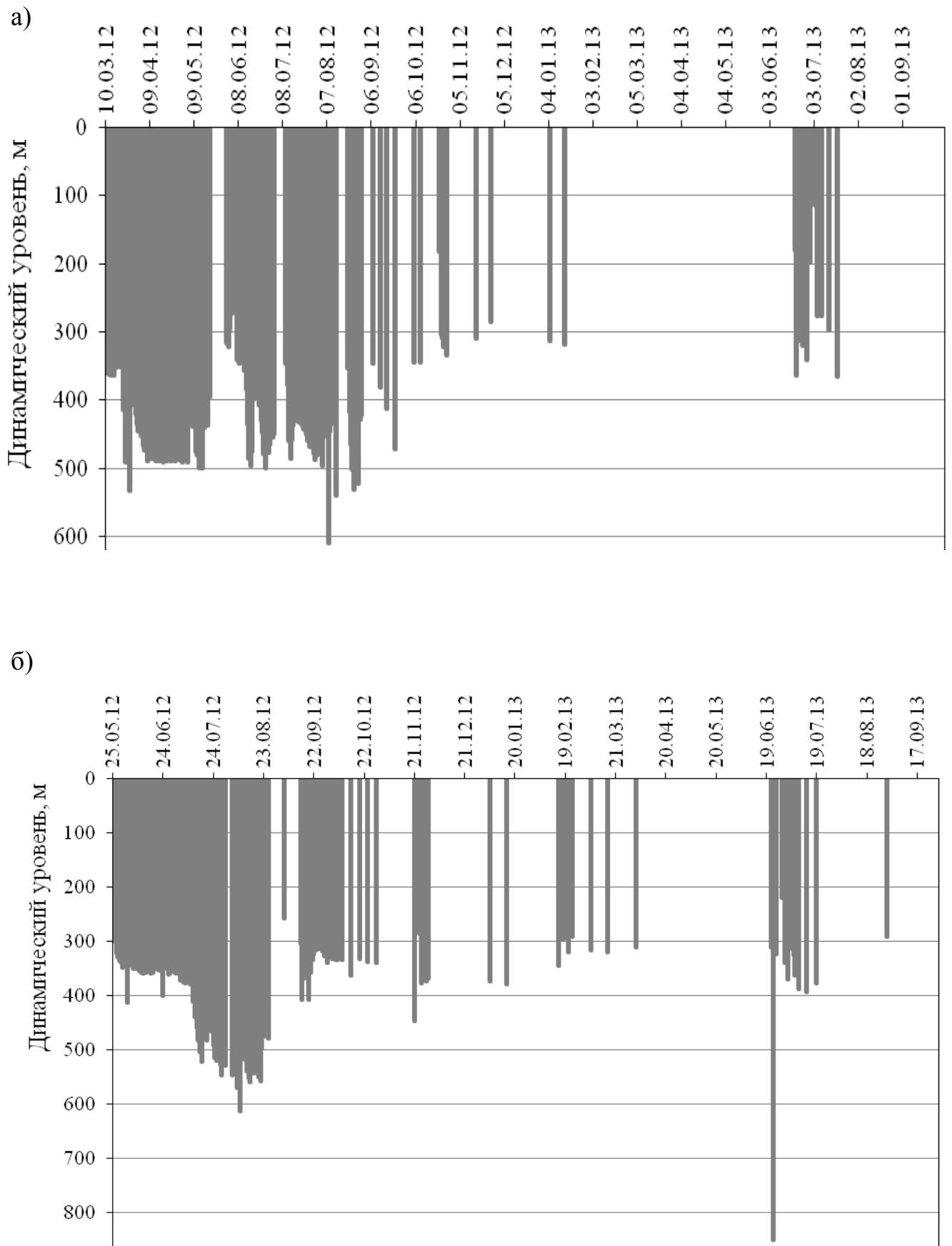


Рисунок 4.19 – Динамика изменения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве в процессе эксплуатации добывающих скважин:

а - № 2 ГС, б - № 4 ГС.

В тоже время, высокая начальная обводнённость добываемой продукции не может являться экстраординарным показателем работы скважин №№ 2ГС, 4ГС, поскольку данный элемент до бурения горизонтальных скважин разрабатывался сеткой наклонно-направленных скважин. Проведенный анализ позволил установить, что данный участок находится в интенсивной разработке более 20 лет, а объём добытой нефти из «окружающих» скважин составил практически 1 млн.тонн. При этом средняя обводнённость продукции ещё до бурения скважин №№ 2ГС, 4ГС уже превышала порог - 80%.

Как следствие, нагнетание теплоносителя лишь усилило процесс обводнения горизонтальных скважин, что подтверждается анализом попутно добываемой воды, который свидетельствует о том, что закачка теплоносителя значительно повлияла на качество добываемой нефтесодержащей жидкости. При этом было установлено, по содержанию хлорид – ионов (менее 15 г/л и ≤ 29 г/л), что гидродинамический фронт от закачки теплоносителя распространяется в южном и юго-восточном направлениях вдоль высокопроницаемой трещинной зоны.

4.1.5 Анализ эффективности площадной закачки горячей воды на юго-восточном актуальном участке в районе скважины № 7 ОЦ

В целях отработки технологии поддержания пластового давления методом термозаводнения и изучения ее возможностей в условиях пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в конце ноября 2012 года были начаты работы по закачке в пласт горячей воды с температурой около 90⁰С. Работы проводились на юго-восточном актуальном участке в районе скважины № 7 ОЦ. Закачка горячей воды производилась в две горизонтальные нагнетательные скважины №№ 10 ГС и 11 ГС [24]. Оценочная скважина 7 ОЦ пробурена в периферийной юго-восточной части залежи в пределах субвертикальной зоны повышенной трещиноватости (рисунок 4.20).

Скважина 7 ОЦ находилась в отработке на нефть с конца 2010 года, при этом её первоначальный дебит составил более 100 т/сут практически безводной нефти (рисунок 4.21).

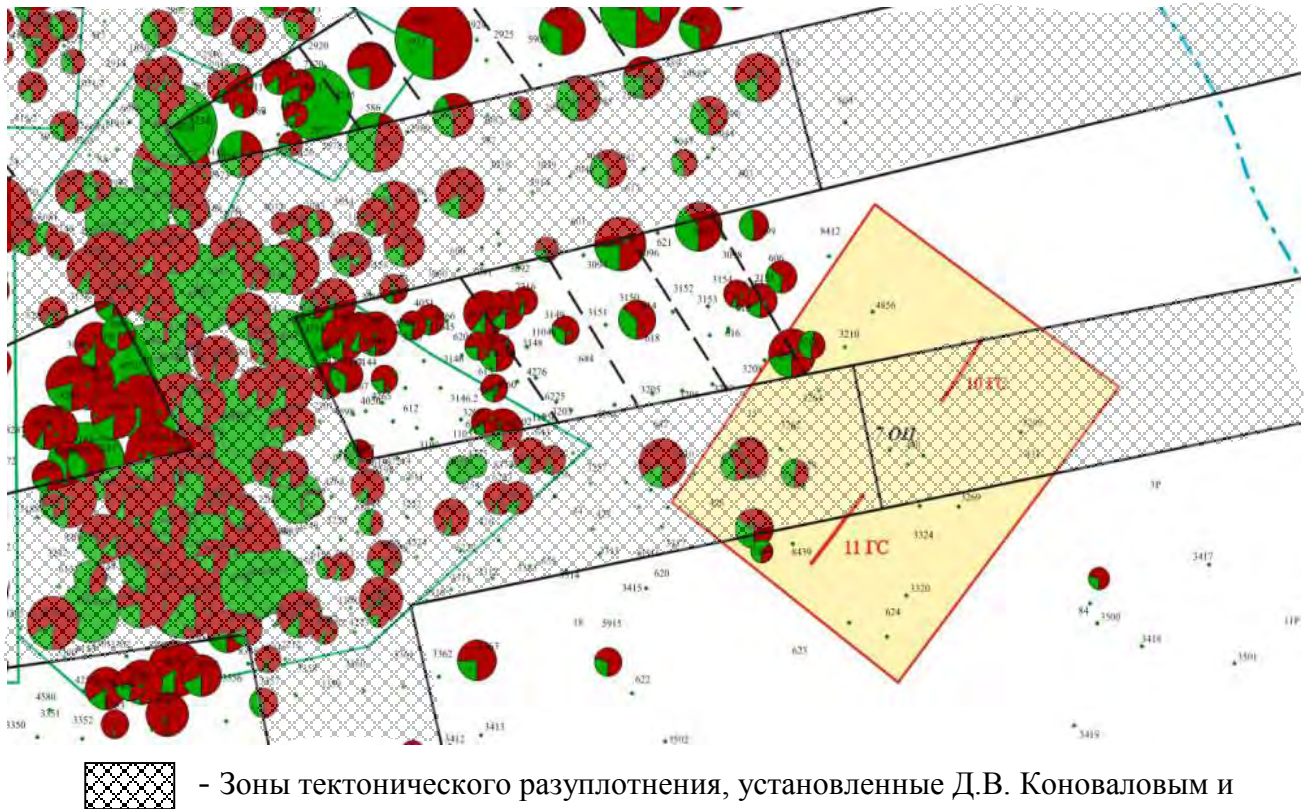


Рисунок 4.20 – Расположение актуального участка в районе скважины 7 ОЦ на карте накопленных отборов нефти и воды пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [24].

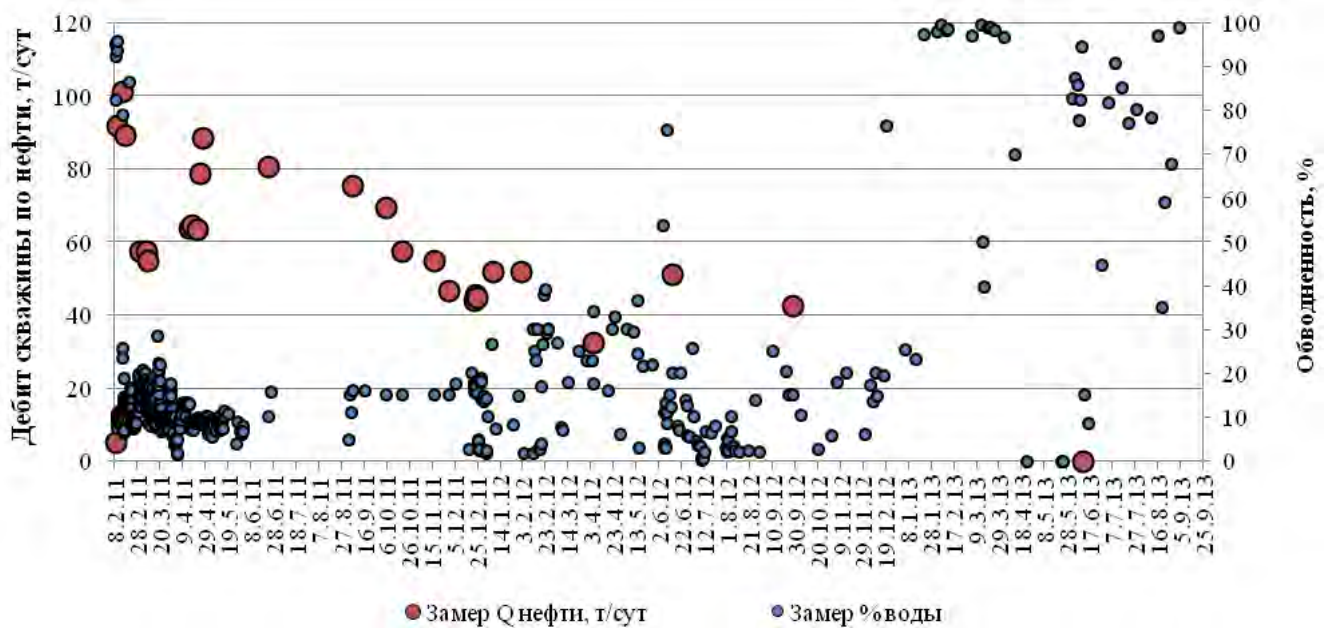


Рисунок 4.21 – Динамика обводненности продукции и дебитов скважины 7 ОЦ по нефти, жидкости.

Однако в течение первого года её дебит значительно сократился, при этом обводнённость продукции выросла в 4 раза и составила 40%. Кроме того, было установлено снижение динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины за год работы более чем в 2 раза (рисунок 4.22). Это позволяет сделать вывод о значительном снижении пластового давления, как зоне отбора скважины, так и в целом по участку, что является следствием отсутствия активного влияния области питания законтурных вод в юго-восточной части залежи.

В течение 2011 года в районе скважины 7 ОЦ было пробурено дополнительно ещё 3 наклонно-направленных скважины и к началу 2012 года добыча нефти на актуальном участке осуществлялась уже из 20 действующих добывающих скважин. При этом средний дебит нефти добывающей скважины на участке составлял 10,7 т/сут, а обводненность не превышала 50,0 %.

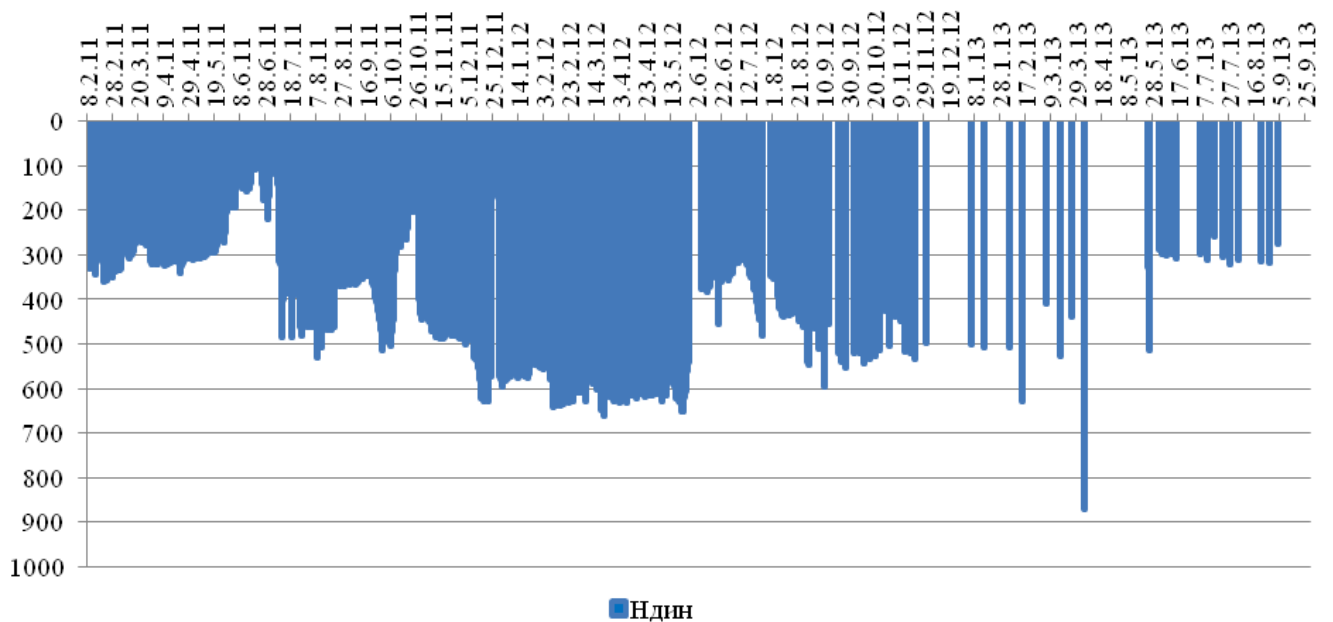


Рисунок 4.22 – Динамика изменения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве в процессе эксплуатации скважины 7 ОЦ.

После начала эксперимента на данном участке уже через два месяца с момента теплового воздействия обводненность добывающих скважин возросла до 80 % (рисунок 4.23), при этом средний дебит нефти добывающих скважин увеличился всего на 1 т/сут, и составил 11,7 т/сут.

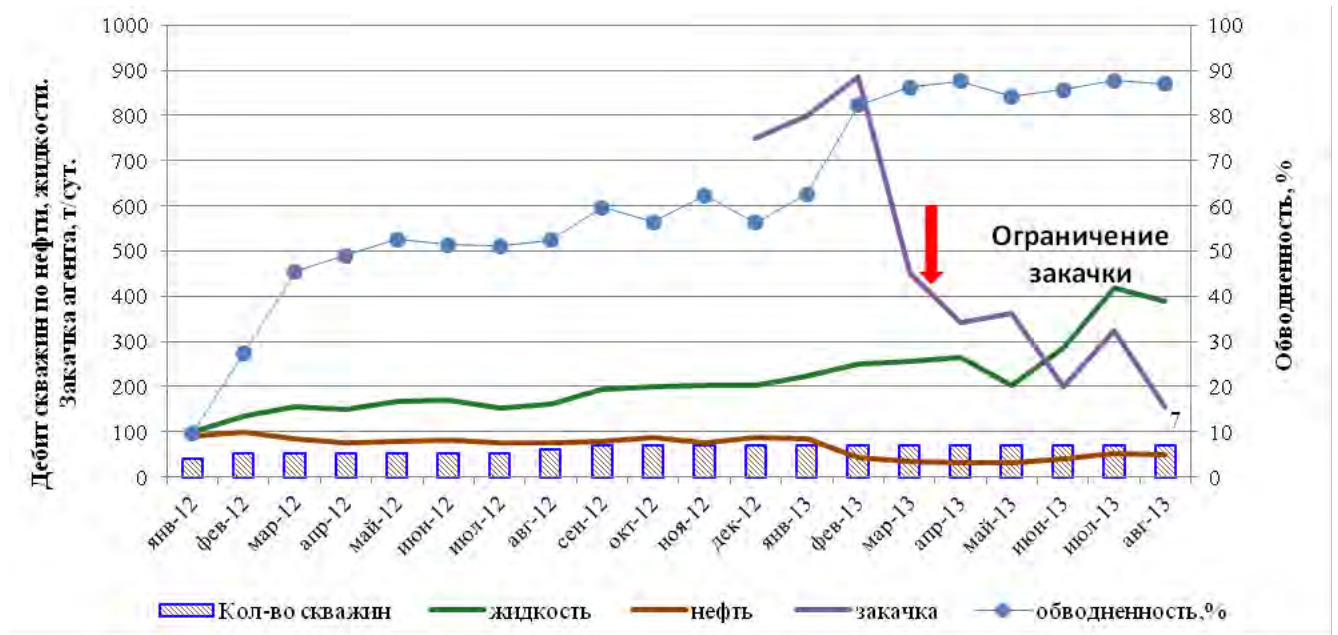


Рисунок 4.23 – Динамика дебитов нефти, жидкости, закачка теплоносителя по скважинам, расположенным на актуальном участке в районе скважины 7 ОЦ.

Несмотря на то, что разработка участка указанным способом носит опытно-промышленный характер, проведенный анализ позволил выявить основные направления, определяющие эффективность внедряемой технологии. Динамика изменения показателей добычи нефти из скважины 7 ОЦ, расположенной в пределах выделенной зоны повышенной трещиноватости, позволяет сделать вывод, что подобные участки должны разрабатываться максимально долго на естественном режиме и лишь только после того как будут использованы ее возможности этого режима необходимо переходить к тепловым методам.

В тоже время, негативный опыт разработки «северного участка» горизонтальными скважинами с применением тепловых методов убеждает в том, что без применения дополнительных мероприятий, учитывающих высокую неоднородность карбонатных коллекторов по проницаемости и значительную обводненность вскрытых пластов, технология площадной закачки пара будет низкоэффективной из-за сложности управления процессом разработки и большого паронефтяного отношения, обусловленного прорывами пара по высокопроницаемым каналам на участки залежи не охваченные дренированием.

В том случае если субвертикальные зоны трещиноватости или «трещинные коридоры» не имеют связи с законтурной областью питания, для компенсации отборов, предотвращения снижения энергии пласта, а также для вовлечения остаточных запасов нефти в разработку необходимо проводить термохимическое воздействие с применением термотропных гелеобразующих композиций для регулирования профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Именно за счет регулирования фильтрационных потоков и увеличения охвата залежи закачкой теплоносителя будет происходить снижение обводненности продукции добывающих (реагирующих на закачку) скважин, что, соответственно, отразится на приросте дебитов нефти, а также позволит охватить дренированием запасы ранее не вовлечённые в разработку.

Таким образом, в процессе проведенного анализа эффективности применяемых на Усинском месторождении технологий добычи высоковязкой нефти были установлены ключевые моменты, которые необходимо учитывать при выборе способа разработки пермо-карбоневой залежи:

- детальное измерение ФЕС матрицы и трещин карбонатного коллектора и учёт особенностей пространственного расположения высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в пределах залежи для строения залежи для создания максимально точной геологической и гидродинамической модели залежи;
- учёт всех показателей разработки и геолого-промысловой характеристики коллекторов в пределах разных участков залежи (пластового давления, обводнённости, характера и степени выработки пластов и их фильтрационно-емкостных свойств);
- всестороннее изучение происходящих в пласте процессов при различных видах воздействия на пласт, а также влияния температуры и давления на эффективность их проявления;
- обоснование и выбор технологий, обеспечивающих максимальное использование как природных факторов, так и физических процессов, повышающих нефтеотдачу пласта.

4.2 Комплекс мероприятий, направленных на совершенствование процесса разработки пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения

4.2.1 Повышение эффективности разработки пермо-карбоновой залежи в пределах выявленных субвертикальных высокопроницаемых трещинно-карстовых зон

Детальный анализ разработки пермо - карбоновой залежи Усинского месторождения, показывает, что применяемые на залежи технологии могут быть эффективными только тогда, когда они максимально учитывают все особенности геологического строения залежи и регулируются дополнительными мероприятиями за счет понимания физической сущности происходящих в пласте процессов при различных видах воздействиях на него.

Проведенные исследования показали, что выделенные в пределах среднекаменноугольно-нижнепермского резервуара трещинно-карстовые зоны оказывают значительное, а в ряде случаев доминирующее, влияние на процесс разработки. Так, в добывающих скважинах участка залежи Е-1, разрабатываемого на естественном режиме и целиком расположенного в зоне трещиноватости накопленная добыча нефти на скважину оказалась в два раза выше, чем в скважинах, расположенных на участках вне зон. Кроме того, эти скважины также характеризуются значительно большей накопленной добычей нефти на один метр перфорированной толщины.

Опыт разработки опытного участка в районе скважины 7 ОЦ, расположенного также в пределах выделенного «трещинного коридора», свидетельствует о высокой горизонтальной и вертикальной флюидопроводности трещинно-карстовых зон. Это активно проявляется уже на начальном этапе разработки высокими дебитами вновь пробуренных добывающих скважин (100 т/сут и выше), а затем - резким преждевременным обводнением продукции этих скважин за счет опережающего прорыва воды по трещинам, кавернам и карстовым полостям после организации закачки теплоносителя.

Такая картина вполне объяснима, поскольку при огромном различии

проницаемостей разных типов коллекторов высокопроницаемые зоны являются основными, если не единственными, каналами фильтрации обеспечивая при этом хорошую гидродинамическую связь между различными частями резервуара, как по разрезу, так и по площади. При этом, как установило ГДИС, даже при очень высокой вязкости нефти ее подвижность в зонах высокой проницаемости сопоставима с подвижностью легких нефтей в более однородных высокопроницаемых песчаниках.

Таким образом, результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что высокопроницаемые трещинно-карстовые суперколлекторы благодаря значительному превышению проницаемости трещин, каверн и карстовых пустот над проницаемостью матрицы коллекторов на начальном этапе могут и должны разрабатываться на естественном режиме и только потом следует использовать различные МУН для доизвлечения остаточных запасов.

4.2.2 Бурение горизонтальных скважин с открытым стволом с использованием технологии UBD (вскрытие пласта на депрессии)

Важнейшим фактором, влияющим на охват трещинно-карстовых коллекторов разработкой, является выбор эффективного способа их вскрытия, а также правильной ориентировки горизонтальных стволов скважин относительно простирания трещинных зон.

Практика бурения скважин в трещиноватых коллекторах показывает, что для увеличения площади дренирования продуктивного пласта и вовлечения в разработку больших запасов очень трудно подобрать альтернативу горизонтальному бурению (ГБ), которое стало довольно хорошо освоенной и широко применяемой технологией, направленной на увеличение нефтегазоотдачи, как при разработке месторождений, легких нефтей в низкопроницаемых трещиноватых коллекторах, так и залежи содержащих высоковязкие нефти (в основном в США и Канаде).

Вместе с тем, накопленный опыт (в основном зарубежный) свидетельствует о том, что при бурении горизонтальных добывающих скважин не наблюдается

четкой прямой зависимости между длиной горизонтального ствола и продуктивностью скважин, пробуренных в плотных трещиноватых карбонатных коллекторах, вопреки традиционным представлениям [33]. Эффективность ГБ на таких объектах определяется, в первую очередь, точностью попадания горизонтального ствола в субвертикальные трещинные зоны, а не его длиной (рисунок 4.24).

Непосредственное влияние на приток пластового флюида к горизонтальным скважинам (ГС) оказывает количество трещин и их раскрытость. В тоже время, проведенные исследования свидетельствуют о том, что на дебит скважины и конечную нефтеотдачу влияет не только расположение ГС в плане относительно простирания систем трещин, но и глубина вскрытия продуктивного трещинного пласта, а также способ вскрытия таких пластов при бурении [14].

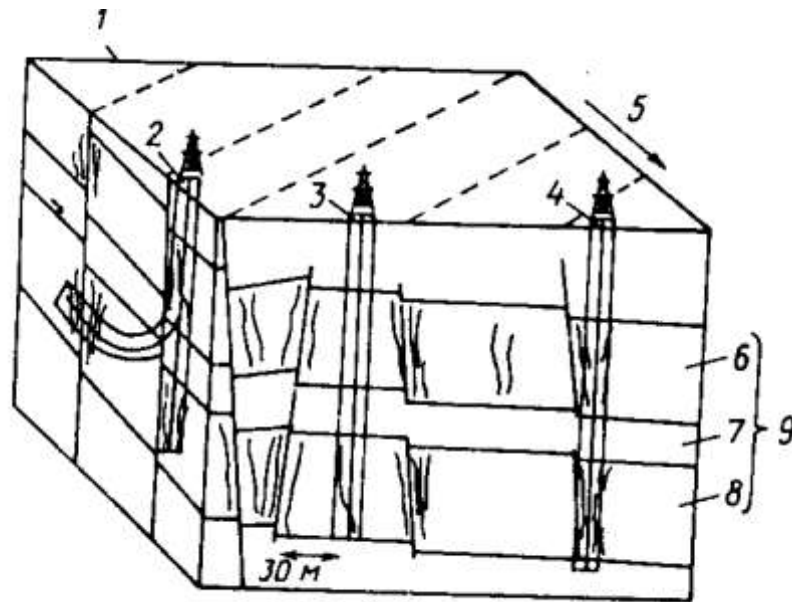


Рисунок 4.24 – Геологическая модель, принятая для разбуривания трещиноватых карбонатных пород «Остин Чок» на месторождении Гиддингс в южном Техасе (по Ф.К. Краузе, 1990г.): 1 – тренд трещиноватых отложений, простирающийся с северо-востока на юго-запад; 2 – скважина с горизонтальным стволом; 3 – малодебитная скважина; 4 – высокодебитная вертикальная скважина; 5 – тектоническая трещиноватость продуктивных пород месторождения Гиддингс (совпадающая с направлением геосинклинали Северного побережья Мексиканского залива); 6 – верхняя пачка; 7 – средняя пачка; 8 – нижняя пачка; 9 – меловые карбонатные отложения «Остин Чок».

Кроме природной высокой геологической неоднородности трещиноватых коллекторов пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения ситуация в процессе разработки усугубляется снижением пластового давления, вплоть до давления насыщения нефти газом. Значительными такие участки, например, отмечаются в северо-западной части залежи. Исходя из этого вариантом первичного вскрытия продуктивных пластов здесь технология бурения скважин на депрессии с применением облегченных промывочных жидкостей (ПЖ) и колтюбинговой установки. На западе технология бурения скважин на депрессии получила название Underbalanced Drilling. В России такая установка была разработана на заводе по заказу АНК «Башнефть» [34].

Изготовление колтюбинговой установки, закрытой циркуляционной системы с управляемым дросселированием на выходе из скважины, а также аппаратурно-программного комплекса для контроля параметров промывочной жидкости (ПЖ) в циркуляционной системе осуществлялось с использованием преимущественно отечественного оборудования. Кроме того, для контроля в процессе бурения основных забойных параметров, таких как: зенитный и азимутальный углы, давление в трубе и в затрубе, положения отклонителя, нагрузка на долото и выполнения в процессе бурения гамма-каротажа в ОАО НПФ «Геофизика» была разработана забойная телеметрическая система «Надир».

Процесс бурения осуществляется с применением закрытой циркуляционной системы, при этом использовалось несколько типов ПЖ, в том числе раствор на углеводородной (нефтяной) основе, разбавленный азотом. После очистки от твердой фазы ПЖ попадает в сепаратор (рисунок 4.25), в котором происходит разделение жидкости и газа [34].

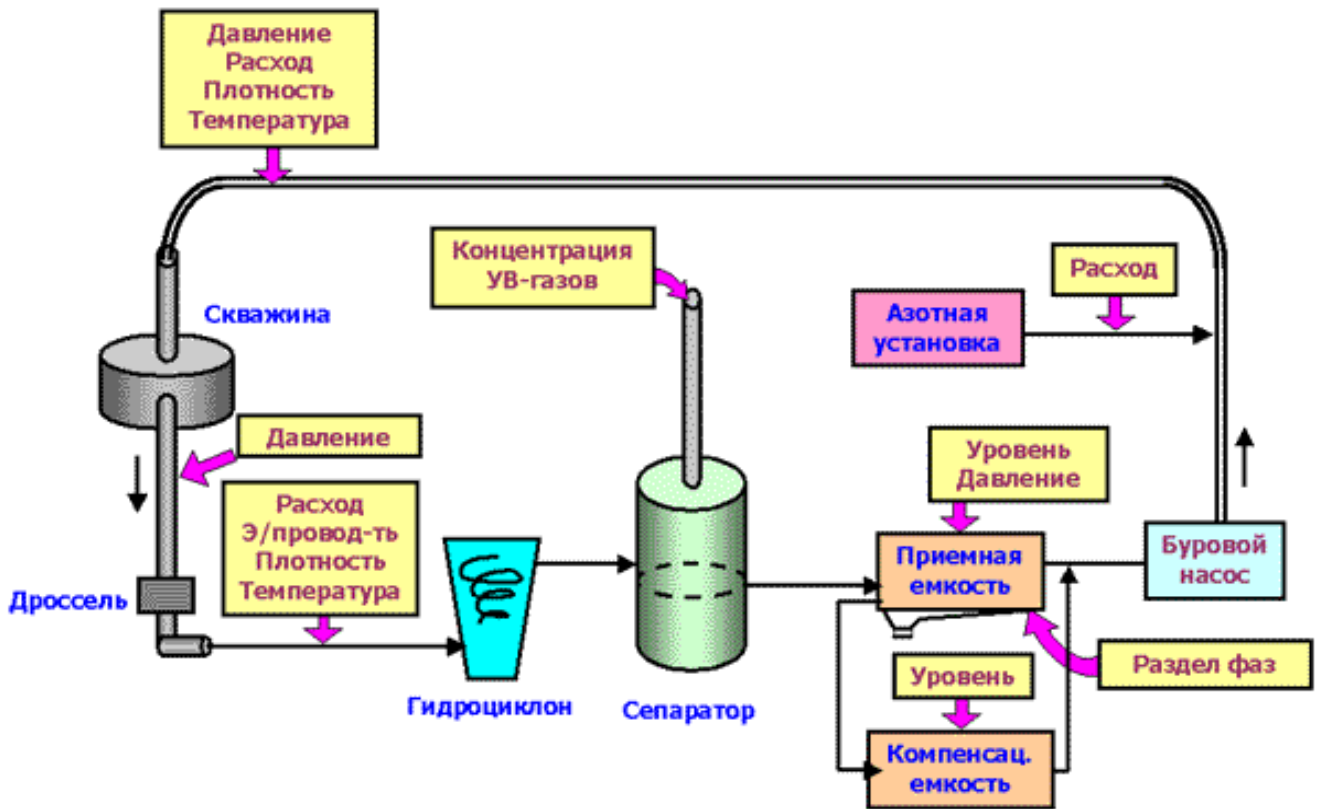


Рисунок 4.25 – Типовая схема закрытой циркуляционной системы и размещения датчиков в ней для вскрытия пластов на депрессии.

Жидкость сливается в приемную емкость, а газ поступает в атмосферу или на факельную линию через регулятор давления. Давление в системе "шламоотделитель - сепаратор - приемная емкость" составляет от 0,1 до 0,3 МПа, что обеспечивает последующую подачу ПЖ на вход бурового насоса. При этом специальное программное обеспечение позволяет поддерживать и контролировать заданный уровень ПЖ в компенсационных и приемных емкостях. При уменьшении или увеличении уровня ПЖ в приемной емкости, по сравнению с заданным, компьютер посылает сигнал на модуль управления исполнительными механизмами, который включает перекачивающие насосы на откачку или на закачку [34].

Таким образом, в настоящее время имеется отечественное оборудование, позволяющее качественно производить первичное вскрытие продуктивных пластов на депрессии и сохранять при этом ФЕС низкопористых трещиноватых карбонатных коллекторов, в том числе и в пределах участков с низким пластовым давлением.

Для обоснования первоочередных участков для бурения горизонтальных скважин с открытым стволом с использованием технологии UBD следует учитывать данные сейсмических исследований, опыт эксплуатации вертикальных скважин, гидродинамическую характеристику продуктивной зоны и, что самое главное, знать закономерности распространения трещиноватости в продуктивных карбонатных коллекторах, поскольку это является одним из важнейших факторов успешности разработки трещинно-карстовых зон на начальном этапе.

4.2.2 Совершенствование технологии площадного термоциклического воздействия на пласт

Мировой опыт добычи высоковязких нефтей свидетельствует о том, что закачка пара является наиболее эффективным из всех методов увеличения нефтеотдачи пластов используемых при добыче ВВН. Однако накопленный опыт Усинского месторождения при реализации площадной закачки пара в зоне ПТВ показал, что данная технология на сегодняшний день недостаточно эффективна. Как уже было сказано ранее, ряд серьёзных недостатков как технического, так и технологического плана не позволяет достичь высокого охвата разрабатываемых элементов тепловым воздействием и снизить паронефтяное отношение до приемлемого уровня.

Прежде всего, при существующей технологии заканчивания паронагнетательных скважин так и не была решена задача «доставки» пара до забоя с необходимыми параметрами теплоносителя. Кроме того, работающие на промыслах парогенераторы, не могут вырабатывать пар со степенью сухости более 80%, что является критичным для качества теплоносителя. Последние исследования, проведенные в нагнетательных скважинах №№ 5 ГС, 6 ГС (рисунок 4.26) и добывающих скважинах 7 ГС 8 ГС (рисунок 4.27), компанией Scientific Drilling Controls Ltd подтвердили, что с учетом КПД парогенератора (0,85) и вычетов теплотерь по стволу скважины, лишь 28% теплоносителя совершает полезную работу [24].

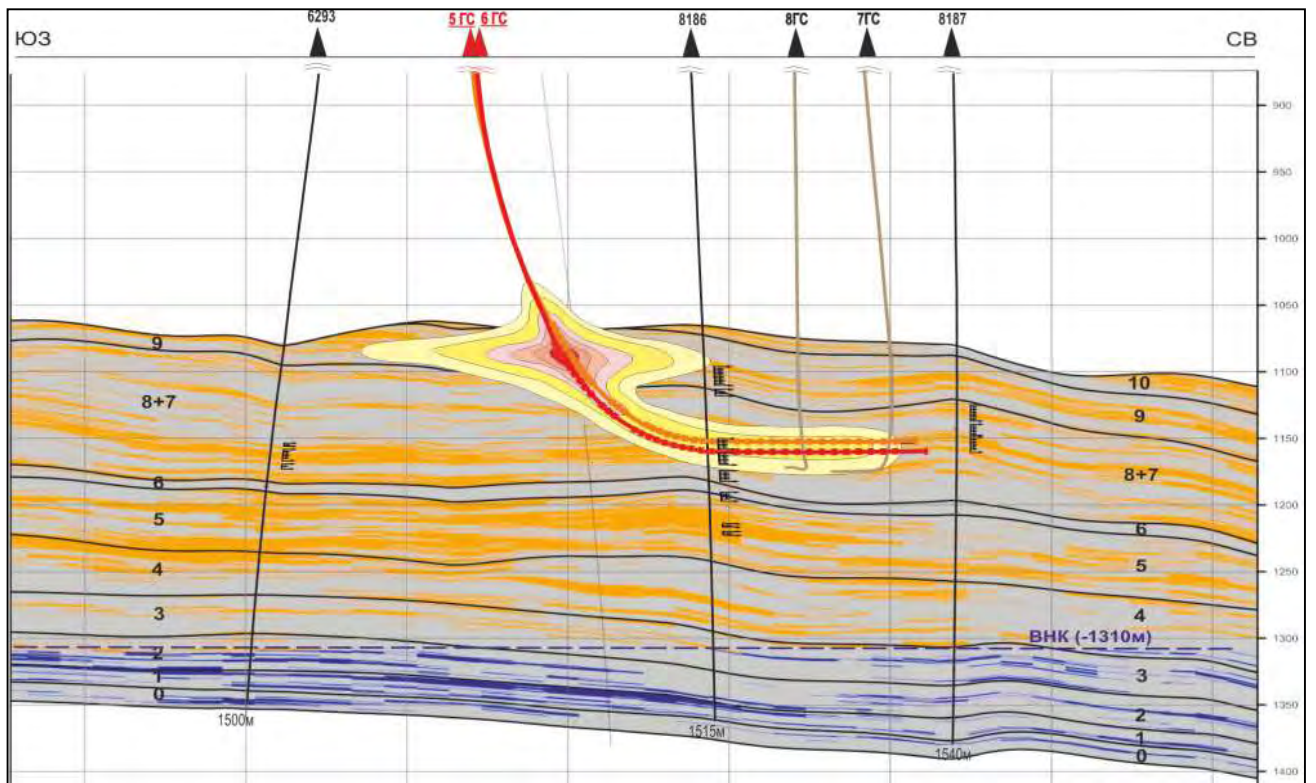


Рисунок 4.26 – Геотермические разрезы вдоль стволов горизонтальных нагнетательных скважин №№ 5ГС и 6ГС.

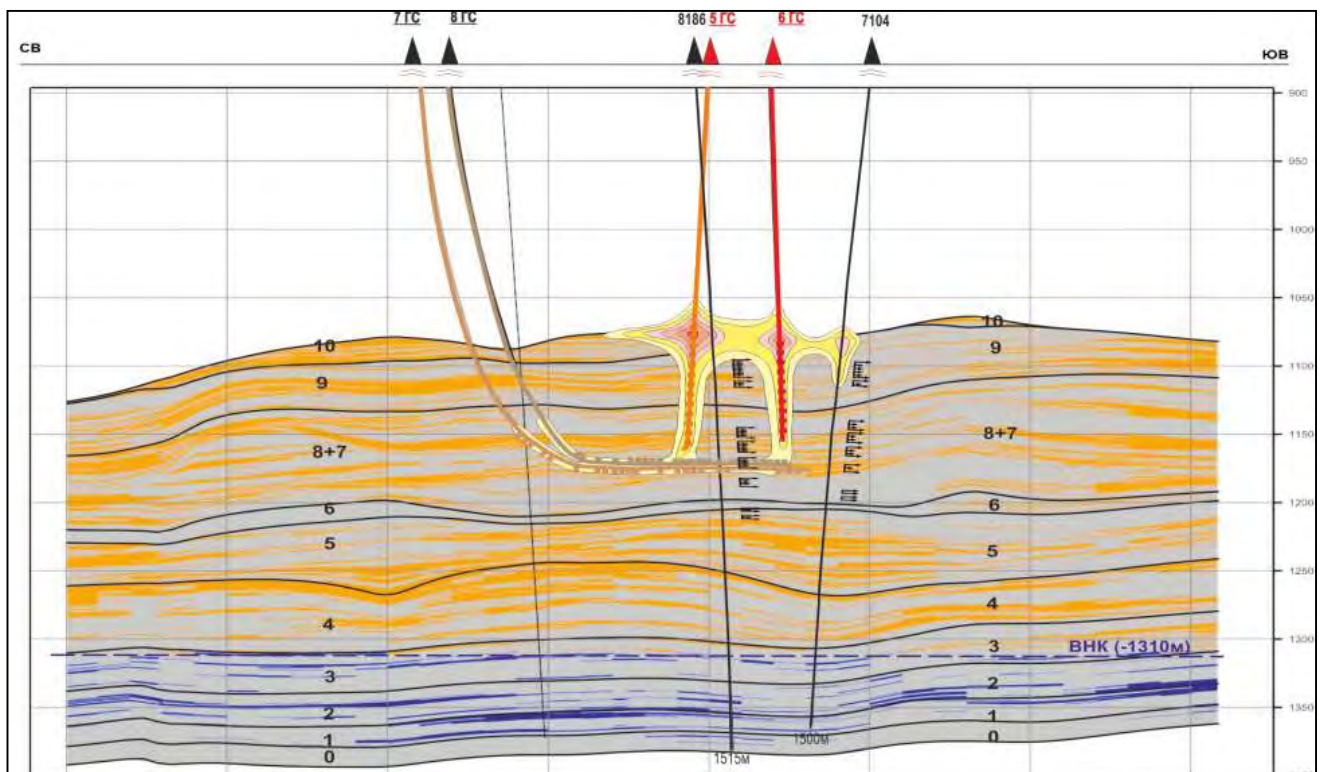


Рисунок 4.27 – Геотермический разрез вдоль стволов горизонтальных добывающих скважин №№ 7 ГС и 8 ГС.

Остальная же теплота расходуется на прогрев непродуктивных пород, пластовой воды, а также уходит в породы покрышки. Именно это является основной причиной снижения энергетической эффективности площадной закачки пара. Соответственно, для кардинального решения проблемы интенсификации добычи нефти на залежи необходимо использовать современные парогенераторы, способные вырабатывать пар со степенью сухости 95%, т.е. практически сухой, насыщенный пар.

Ещё одним серьёзным недостатком при площадном воздействии, снижающим технологическую эффективность разработки отдельных элементов залежи тепловым воздействием, является применение в недостаточных объёмах дополнительных геолого-технических мероприятий, учитывающих крайнюю степень неоднородности по проницаемости и высокую обводненность карбонатного коллектора. Кроме того, анализ эффективности реализуемой на залежи технологии термохимического воздействия, основанной на использовании термотропных неорганических гелей «ГАЛКА – С» в процессе закачки теплоносителя, выявил необходимость её совершенствования.

Несмотря на то, что «неподвижный экран», создаваемый термогелем, ограничивает приёмистость скважины за счёт увеличения фильтрационных сопротивлений пласта, тем не менее, глубина проникновения гелеобразующей композиции по пласту измеряется несколькими метрами прискважинного пространства. При длительном воздействии на пласт теплоноситель по наименьшему пути сопротивления «обходит» созданные экраны, тем самым снижая эффект от применения термогеля.

В целях повышения эффективности применения паротеплового и физико-химического воздействия предлагается технология градиентной закачки гелей и золь с регулируемой вязкостью, полученных на основе композиции «ГАЛКА – С» [35]. Изменяя концентрацию компонентов термогеля (таблица 4.7) можно получить как свободно-дисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связно-дисперсную неподвижную систему (гелевый «неподвижный» экран).

Таблица 4.7 – Характеристика композиций, полученных на основе термогеля «ГАЛКА – С».

Тип композиции	ALCL ₃	Карбамид	Кратность композиции	Вязкость композиции, мПа с	Объём закачки, м ³
ТЕРМОГЕЛЬ	5	12	1:4	5000-7000	75
ТЕРМОЗОЛЬ	5	13	1:9	200-300	150

На начальном этапе градиентной закачки с целью изоляции проницаемых пропластков и увеличения фильтрационного сопротивления на удалённом расстоянии от забоя скважины (рисунок 4.28) объём концентрированной системы (концентрация - 1:10), образующей в пласте золь, должен составить не менее 150 м³.

Образующаяся в пласте термозоль в зависимости от концентрации может иметь вязкость от 100 до 400 мПа·с, тем не менее, система всегда остаётся подвижной, что способствует фильтрации в пласте и проникновению золи на более удаленное расстояние от скважины (до нескольких десятков метров) и образованию «неподвижных» экранов для перераспределения фильтрационных потоков в любой точке пласта.

На следующем этапе градиентной закачки в целях образования в прискважинном пространстве пласта «неподвижного экрана» выполняется закачка более концентрированной системы (концентрация - 1:4) в объёме 75 м³.

Таким образом, при возобновлении закачки теплоносителя основной поток будет перенаправлен в менее проницаемые и, соответственно, более нефтенасыщенные интервалы, что будет способствовать повышению эффективности тепловых обработок за счет предотвращения «ухода» теплоносителя в высокопроницаемые зоны и, соответственно, увеличению охвата пласта разработкой. При этом объём исходных компонентов, необходимый для создания 225 м³ зольного раствора (для организации градиентной закачки) будет таким же, что и при создании 150 м³ термогеля «ГАЛКА – С».

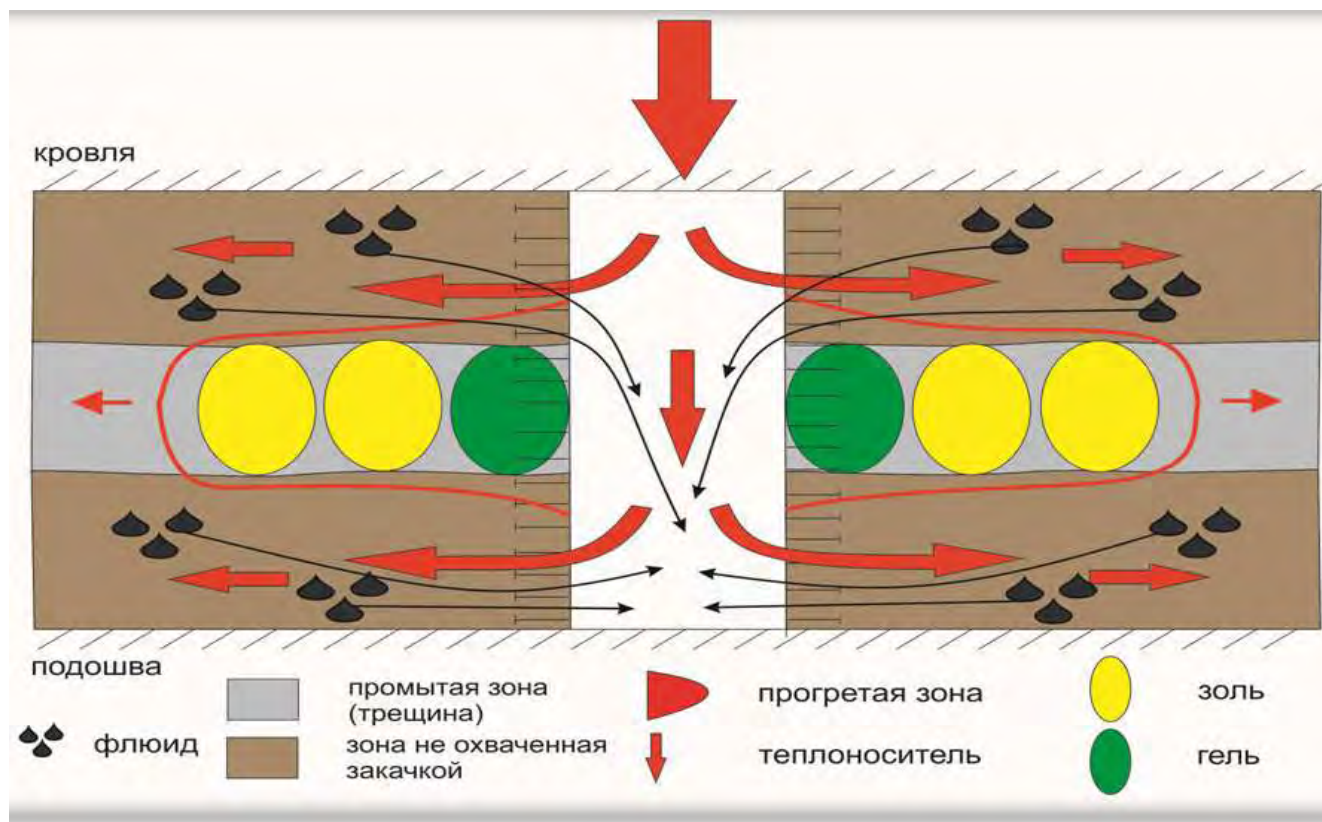


Рисунок 4.28 – Схема технологии градиентной закачки гелеобразующей композиции «ГАЛКА-С» в прогретые высокопроницаемые трещинно-карстовые пропластки.

Применение градиентной закачки можно считать универсальной технологией, поскольку она предполагает вариативность применения композиций разных типов и может применяться, как при площадной закачке пара, так и при пароциклических обработках скважин (ПЦО), в том числе и с низкими фильтрационными параметрами пласта.

Так, при ПЦО скважин с низкой продуктивностью рекомендуется использование нефтewытесняющей композиции «НИНКА» на основе ПАВ, разработанной институтом химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН-СО РАН). В отличие от термотропных неорганических гелей «ГАЛКА – С» действие композиции «НИНКА» за счет регулируемого увеличения вязкости композиции непосредственно в пласте способствует выравниванию подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов и приводит к увеличению охвата пластов воздействием, снижению вязкостной неустойчивости фронта

вытеснения, ограничению прорывов закачиваемого рабочего агента в реагирующие добывающие скважины, подключению низкопроницаемых пластов [24].

Кроме того, при паротепловом воздействии благодаря композиции в пласте создаётся щелочная аммиачная буферная система и выделяется углекислый газ, которые способствуют набуханию глинистых минералов породы-коллектора, за счёт чего происходит дополнительное снижение вязкости и доотмыв нефти из промытых зон. Как следствие, при вытеснении нефти композицией «НИНКА» за счет снижения вязкости и улучшения смачивающей способности, подвижность фильтруемой жидкости увеличивается в 1,5-6 раз.

С применением градиентной закачки термогеля «ГАЛКА – С» в сочетании с композицией «НИНКА» создастся синергетический эффект от увеличения объемов оторочек теплоносителя и продвижения их на любое расстояние вглубь пласта тем самым интенсифицируя процесс нефтевытеснения, что приведёт к стабилизации либо снижению обводненности продукции добывающих скважин.

В качестве альтернативного варианта применения термотропному неорганическому гелю «ГАЛКА – С» для создания в призабойной зоне скважины непроницаемого гелевого экрана, изолирующего обводнённые интервалы пласта может служить технология, разработанная в Национальном минерально-сырьевом университете "Горный" (патент № 2456439) на базе гелеобразующего состава SPMI-1[2,3,4 и др.].

Термостойкий гелеобразующий состав представляет собой водный раствор силиката натрия (СН), структурируемый добавлением в него расчетного количества водного раствора ацетата хрома (АХ). После приготовления маловязкая однородная жидкость, по истечении индукционного (скрытого) периода гелеобразования начинает интенсивно набирать вязкость, образуя в дальнейшем гель в полном объёме.

Гелеобразующий состав SPMI-1 также как и термогель «ГАЛКА – С» обладает регулируемыми физико-химическими свойствами и может быть использован, как для создания «гелевого экрана» в нагнетательных скважинах, так

и для ограничения водопритока в добывающие скважины, а также не исключена возможность его применения для устранения заколонных перетоков и негерметичностей эксплуатационных колонн. При этом компоненты SPMI-1 являются недефицитными, недорогостоящими и нетоксичными.

Пластовые температуры подлежащих водоизоляции объектов, изменяемые в широком диапазоне температур, значительно влияют на время структурирования и прочность гелеобразующих составов SPMI-1. Время гелеобразования SPMI-1 (рисунок 4.29) можно регулировать, путем изменения концентрации ацетата хрома, увеличение которой значительно сокращает время гелеобразования.

Как показали исследования, проведенные в лаборатории повышения нефтеотдачи пластов Горного университета, зависимости времени гелеобразования рецептур SPMI-1 от пластовых температур описываются обратными экспоненциальными зависимостями, т.е. при увеличении температуры происходит значительное снижение времени гелеобразования, следовательно, для известной температуры при требуемом времени гелеобразования снижается необходимая концентрация ацетата хрома.

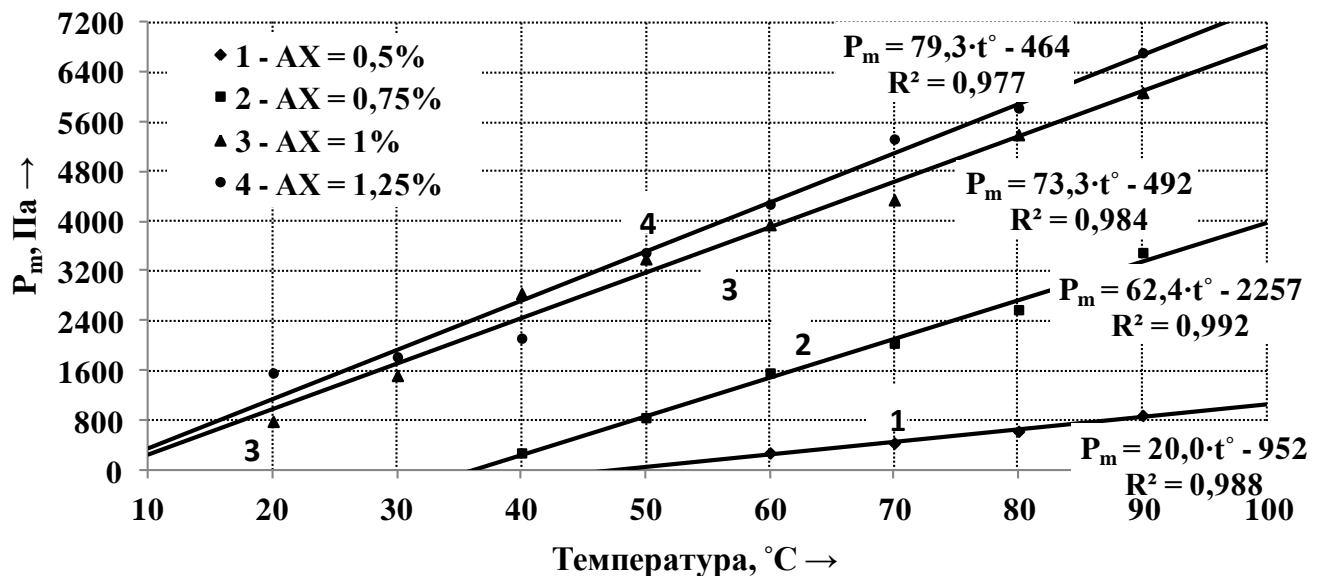


Рисунок 4.29 – Зависимости времени гелеобразования SPMI-1 от температуры [36].

Зависимости пластической прочности тех же рецептур SPMI-1, (рисунок 4.30), свидетельствуют об увеличении пластической прочности гелей при

увеличении температуры, при этом увеличение пластической прочности от температуры является благоприятным признаком для применения SPMI-1 в условиях тепловых методов воздействия на пласт.

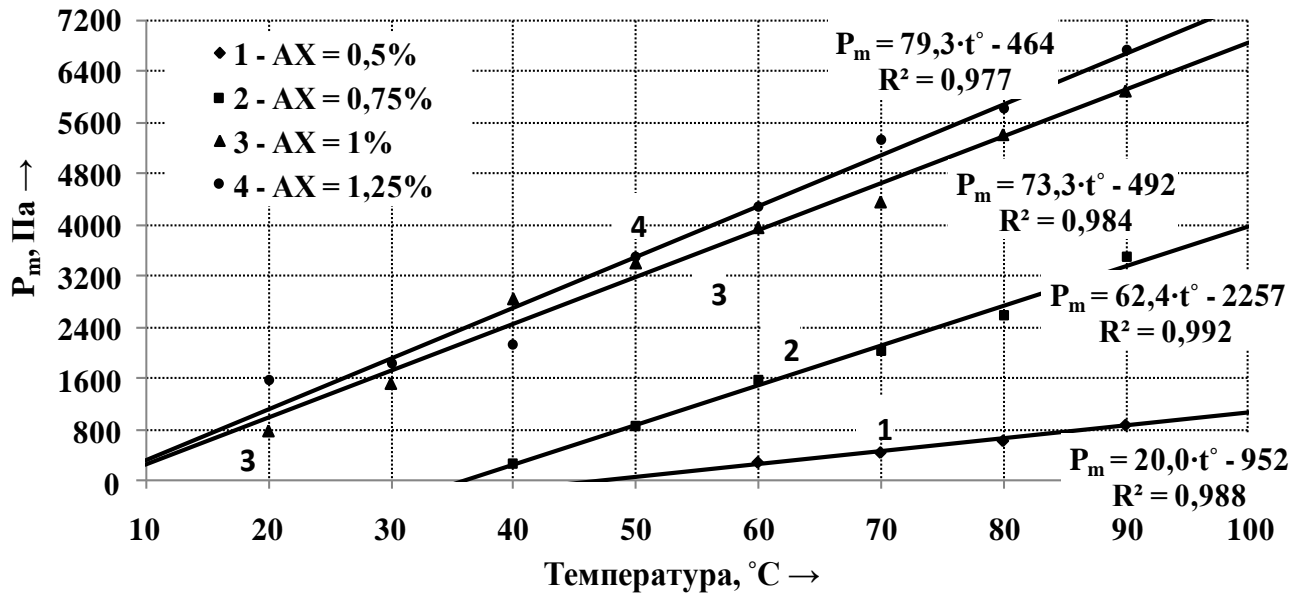


Рисунок 4.30 – Зависимости пластической прочности геля SPMI-1 от температуры [36].

Таким образом, значения времени гелеобразования и пластической прочности SPMI-1 можно варьировать в широких диапазонах, при этом регулирование времени гелеобразования SPMI-1 производится изменением концентрации ацетата хрома, а пластической прочности – изменением концентрации силиката натрия, увеличение которой приводит к увеличению пластической прочности образуемого геля. Все это позволяет рекомендовать SPMI-1 для применения в пределах трещинно-карстовых зон

В целях увеличения нефтеотдачи по юго-восточному актуальному участку залежи (в районе скважины № 7 ОЦ) предлагается провести закачку подвижных оторочек золеобразующей композиции «ГАЛКА - С» и нефтewытесняющей композиции ИХН-ПРО (ИХН-ПРО (К)), способствующих выравниванию профиля приемистости в нагнетательных скважинах №№ 10 ГС и 11 ГС.

На начальном этапе работ по восстановлению пластового давления в районе скважины 7 ОЦ закачка горячей воды с температурой 90⁰С производилась по горизонтальным скважинам без дополнительных мероприятий, учитывающих

геологическую неоднородность пластов-коллекторов, что предопределило быстрый рост обводнённости добываемой продукции.

Нефтевытесняющие композиции ИХН-ПРО и ИХН-ПРО (К) имеют регулируемую вязкость и щелочность, учитывающих, в том числе неоднородность состава добываемой нефти. Так же композиции характеризуются замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращают образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции, имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, оказывают обезвоживающее действие, увеличивают проницаемость пластов-коллекторов, при этом скорость фильтрации жидкости в пласте увеличивает в 1,5 - 3 раза.

В отличии от гелей «ГАЛКА – С» и «НИНКА», композиции ИХН-ПРО и ИХН-ПРО (К) могут применяться в широком интервале пластовых температур (от 20 до 150⁰С) и минерализации вод, как для низкопроницаемых, так и для трещиноватых коллекторов. Как следствие, данная композиция может быть использована для увеличения нефтеотдачи без теплового воздействия на пласты, в том числе по участкам залежи, разрабатываемым на естественном режиме.

Применяя технологию градиентной закачки, в добывающую скважину закачивается оторочка композиции ИХН-ПРО, затем производится закачка воды, после этого производится выдержка 7-14 суток и затем скважина пускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле, проводится следующий цикл – закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, выдержка и затем снова добыча нефти из скважины.

Прирост коэффициента вытеснения нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения композицией ИХН-ПРО из неоднородной нефтенасыщенной модели пласта в условиях, моделирующих пластовые, варьируется в пределах 11 – 24 %.

4.2.3 Испытание «холодной» технологии внутриконтурной закачки ненагретой воды в комбинации с высоковязкими агентами

Одной из основных проблем, осложняющих состояние разработки залежи, является постепенное снижение ее пластового давления. Как было сказано ранее, начиная, с 2007 года эта проблема обострилась в связи с интенсификацией разработки залежи. Указанный факт влечет за собой целый ряд негативных последствий:

- технические осложнения в эксплуатации добывающих скважин;
- резкое снижение коэффициента продуктивности скважин по нефти из-за потери ее подвижности в силу увеличения вязкости и ухудшения фазовой проницаемости;
- вывод из разработки низкопроницаемой части коллекторов;
- упрощение внедрения законтурной воды по все больше промываемым высокопроницаемым пластам.

Последнее обстоятельство проявляется в виде повсеместной высокой обводненности добываемой продукции и воспринимается как основной источник проблем, осложняющих добычу нефти из залежи.

В связи с этим предлагается начать опытные работы по испытанию новой нетепловой технологии разработки залежи, суть которой состоит в организации адресного процесса восстановления давления и интенсификации вытеснения запасов из низкопроницаемой составляющей коллектора на эталонном участке, где отсутствует активное внедрение законтурной воды и которую сейчас и в ближайшем будущем невозможно ввести в паротепловое воздействие. Первоочередными могут стать шесть элемента эталонного участка с центрами в скважинах №№ 1164, 1190, 1204, 1248, 1283 и 1287 (рисунок 4.31).

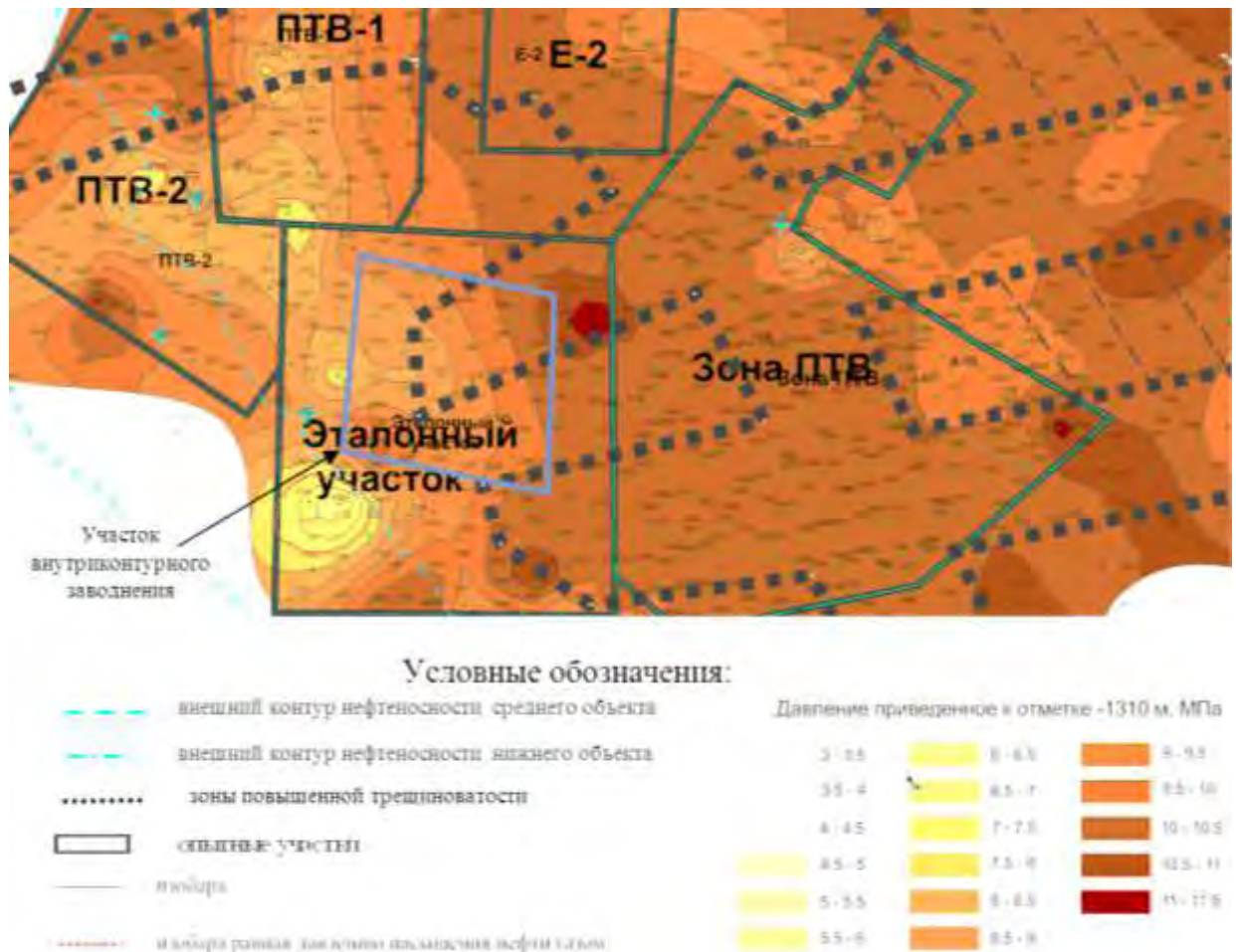


Рисунок 4.31 – Схема расположения опытного участка внутриконтурного заводнения подогретой подтоварной воды.

В указанных элементах предлагается для внедрения непосредственно в зоне пониженного давления организовать площадное, с применением уже существующей сетки пробуренных скважин, гидродинамическое вытеснение нефти ненагретой подтоварной водой.

Современное состояние разработки эталонного участка таково, что из-за затруднённой его сообщаемости с законтурной областью по латерали с запада и вертикали снизу (нижний объект представлен плотными карбонатными породами - неколлекторами) запас естественной пластовой энергии на его площади максимально истощен, текущая обводненность составляет 75 - 85 %, достигнутый коэффициент нефтеотдачи – 12 %. Низкое текущее пластовое давление на уровне 7 - 8 МПа не обеспечивает для стабильную работу глубинно насосного

оборудования, в результате в настоящее время большинство пробуренных добывающих скважин бездействует.

Предлагается, что ненагретая подтоварная вода будет закачиваться через центральные скважины девятиточечных элементов только в интервалы высокой приемистости, в эту воду периодически вводятся порции высоковязкого агента, для образования динамических гидрохимических барьеров с целью предупреждения быстрых прорывов в добывающие скважины. Закачиваемая в уже промытые прослой пластовая вода и высоковязкий агент, поднимают пластовое давление и начинают внедряться в низкопоровые нефтенасыщенные коллектора. При этом в добывающие скважины вскрывают только низкопоровые пласты, а высокопродуктивные пласты, в которые ведется закачка, в добывающих скважинах не вскрываются. Таким образом, обеспечивается повышение депрессии на забоях добывающих скважин.

После закачки высоковязкого агента рекомендуется производить закачку нефтевытесняющих композиций с целью снижения вязкости нефти и гидрофилизации поровых каналов, что позволит дополнительно увеличить коэффициенты вытеснения и охвата пласта заводнением, интенсифицировать разработку и достигнуть более высокого КИН.

Основные преимущества организации очагов внутриконтурного заводнения на эталонном участке заключаются в следующем:

1. открываются дополнительные резервы утилизации попутно добываемой пластовой воды вне полигона захоронения промышленных стоков;
2. реверсируется негативный процесс дегазации запасов на участке;
3. возвращается к исходному состоянию упругий запас энергии и обеспечиваются условия стабильной работы механизированного фонда;
4. участок выводится из бездействия, возобновляется добыча нефти.

Возникающие при этом риски состоят в следующем:

1. увеличение обводненности продукции в целом по участку;

- нет уверенности в том, что каждая центральная скважина элемента будет обладать достаточной приемистостью, и не потребуются перенос точек нагнетания.

В целях дополнительного восстановления пластового давления и недопущения вытеснения нефти в водонасыщенную область залежи рекомендуется закачка ненагретой подтоварной воды в комбинации с высоковязким агентом и в новые удаленные законтурные водонагнетательные скважины.

4.2.4 Создание системы удаленного законтурного заводнения

Дальнейшая интенсификация разработки залежи во взятом темпе не может быть реализована только за счет компенсации отборов природными силами. В целях наращивания добычи нефти и решения проблемы утилизации попутно добываемой воды на залежи назрела острая необходимость создания системы поддержания пластового давления. Из-за возможных быстрых прорывов закачиваемого агента в зону отбора наиболее оптимальным является его удаленный законтурный вариант нагнетания.

Для осуществления намечаемого гидродинамического воздействия по всему периметру нефтеносной площади залежи необходимо пробурить новые водонагнетательные скважины, а также построить системы водоводов и блочных кустовых насосных станций. Это предложение преследует двойную цель: помимо указанного благотворного влияния на залежь в целом путем рассредоточенного удаленного воздействия из-за контура нефтеносности будет решаться проблема захоронения излишек попутно добываемой воды.

Повышение давления на контуре нефтеносности и в области под ВНК объектов разработки вмещающего залежь резервуара должно сыграть позитивную роль в процессе компенсации истощающейся пластовой энергии залежи. Удаленность нагнетательных скважин будет препятствовать формированию прорывной фильтрации. Дополнительный положительный эффект от удаленного

законтурного заводнения связан с недопущением перетока нефти в водоносную область залежи.

С учетом ожидаемых уровней попутно добываемой воды и средней приемистости одной новой водонагнетательной скважины ($1400,0 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ или $500,0 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$) предлагается пробурить водонагнетательные скважины по всему периметру залежи на расстоянии 250 - 300 м от ВНК.

Из фактических результатов разработки известны случаи (рифовые отложения ухтинской свиты и отдельные скважины самой залежи), когда поглотительная способность карбонатных отложений делает возможным закачивать в них более $1,0 \text{ млн. м}^3/\text{год}$ попутно добываемой воды в течение нескольких лет без признаков переливов. Если удастся обнаружить такие скважины за контуром нефтеносности залежи, то можно будет ограничиться меньшим числом новых водонагнетательных скважин.

В связи с недоизученностью распределения коллекторских свойств пластов-коллекторов в водоносной области залежи для снижения риска попадания новых скважин в непродуктивные зоны предлагается схема их двухэтапного разбуривания. Скважины первой очереди должны выявить наиболее перспективные с точки зрения эффективных толщин и принимающей способности пластов-коллекторов участки водоносной области залежи, где можно будет уже наверняка развернуть уплотняющее бурение.

Выводы по главе 4

Опыт более чем 20-летней разработки зоны ПТВ позволяет сделать вывод, что без применения дополнительных мероприятий, учитывающих геологическую неоднородность по проницаемости и высокую обводненность вскрытых пластов, традиционная технология площадной закачки пара недостаточно эффективна в условиях трещиноватой и обводнённой залежи из-за сложности управления процессом разработки и большого паронефтяного отношения, обусловленного прорывами пара по высокопроницаемым каналам в зоне залежи, не охваченные дренированием.

Технология ПЦО в системе вертикальных скважин, несмотря на свою эффективность, имеет существенный недостаток - низкий охват пласта процессом разработки, что не позволяет получить нефтеотдачу более 15-16% даже при условии обработки всего пробуренного фонда скважин.

Комплекс мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов пермо-карбонной залежи Усинского месторождения, насыщенных аномально вязкой нефтью будет эффективен только в том случае, если его применение будет основываться на детальном исследовании, направленных на изучение неоднородности ФЕС карбонатных коллекторов, а также на изучение характера механизма обводнения залежи в целом.

Наличие локальных высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в пределах массивного резервуара требует дифференцированного подхода к разработке отдельных участков пермо-карбонной залежи Усинского месторождения, включая разработку на естественном режиме и применение различных методов увеличения нефтеотдачи.

Установленное местоположение субвертикальных высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в пределах массивного резервуара и проведенный анализ разработки позволил разработать комплекс мероприятий, направленных на совершенствование процесса разработки, которые охватывают следующие основные направления:

- Повышение эффективности и расширение масштабов применения термических технологий за счёт применения градиентной закачки термостойких гелеобразующих составов «ГАЛКА» и SPMI-1, а также нефтewытесняющих композиций «НИНКА», ИХН - ПРО.
- Внедрение новых термических технологий с использованием горизонтальных скважин, в том числе перпендикулярного термогравитационного дренирования пластов.
- Применение технологии внутриконтурного холодного заводнения в комбинации с потокоотклоняющими составами непосредственно в зонах пониженного давления.
- Создание системы удаленного законтурного заводнения с целью повышения давления на контуре нефтеносности и ниже ВНК для компенсации пластовой энергии залежи (за пределами высокопроницаемых трещинно-карстовых зон).
- Бурение горизонтальных добывающих скважин с открытым стволом с использованием технологии UBD, в том числе на участках с низким пластовым давлением, что будет способствовать сохранению высоких ФЕС трещинных и трещинно-карстовых коллекторов.

Предложенный комплекс технологий позволит достичь приемлемых технико-экономических показателей при разработке пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения не только в пределах высокопроницаемых трещинно-карстовых зон, но и на участках, представленных низкопроницаемыми коллекторами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Центральная часть массивного карбонатного резервуара пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения осложняется зонами повышенной трещиноватости и карста, которые были подтверждены комплексом геофизических методов и данными разработки и характеризуются проницаемостью в десятки мкм², благодаря чему подвижность в них высоковязкой нефти такая же, как на месторождениях лёгкой нефти, что позволяет разрабатывать их на естественном режиме с достижением коэффициента нефтеотдачи 30% и выше.

2. Результаты бурения горизонтальных скважин и проведение в них FMI-исследований показали высокую степень трещиноватости коллекторов в центральной части залежи, а также позволили определить углы падения пластов, азимуты трещин, их плотность и раскрытость, интервалы развития каверн выщелачивания и величину каверновой пористости.

3. Проведенный геолого-промысловый анализ с учетом местоположения высокопроницаемых трещинно-карстовых зон в пределах массивного резервуара свидетельствует о необходимости дифференцированного подхода к разработке отдельных участков пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, включая разработку на естественном режиме и применение современных методов увеличения нефтеотдачи.

4. Уточнённое в процессе исследований местоположение субвертикальных высокопроницаемых трещинно-карстовых зон позволило обосновать комплекс мероприятий, направленных на совершенствование разработки залежи, которые охватывают пять главных направлений:

а) повышение эффективности и расширение масштабов применения термических технологий в системе вертикальных скважин за счёт использования термостойких гелеобразующих составов «ГАЛКА» и SPMI-1, а также нефтевытесняющей композиции «НИНКА»;

б) внедрение новых термических технологий с бурением горизонтальных скважин, в том числе перпендикулярного термогравитационного дренирования

пластов;

в) применение на отдельных участках залежи в зонах пониженного давления технологии внутриконтурного холодного заводнения в комбинации с потокоотклоняющими составами;

г) создание системы удаленного законтурного заводнения с расположением нагнетательных скважин за пределами высокопроницаемых трещинно-карстовых зон с целью повышения давления на контуре залежи и ниже ВНК;

д) бурение горизонтальных добывающих скважин с открытым стволом с использованием технологии UBD, в пределах высокопроницаемых трещинных зон на участках с низким пластовым давлением.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ГС – горизонтальная скважина;

ВВН и ПБ– высоковязкая нефть и природный битум;

ОПР – опытно – промышленные работы;

ПТВ – паротепловое воздействие

ПЦО – пароциклические обработки;

ТГДП – термогравитационное дренирование пласта;

ГДИС, ГИС – гидродинамические, геофизические исследования скважин;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ЭВН–электрический винтовой насос;

ЭЦН – электрический центробежный насос

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. – Л.: Недра, 1974. – 200 с.
2. Енцов И.И. К нефтегазоносности карбонатных коллекторов верхнего девона и турнейского яруса Верхнепечорского района Тимано-Печорской провинции / И.И. Енцов, Ю.И. Шатов // Карстовые коллекторы нефти и газа. – Пермь: Издательство Пермского университета, 1973. – С. 118-120.
3. Кушнарера Т.И. Нефтеносность фаменских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология и нефтегазоносность Северо-Востока Европейской части СССР. Вып.2. – Сыктывкар, – 1972. – С. 86-96.
4. Любомиров Б.Н. Некоторые особенности карстопроявления на территории Коми АССР // Труды ВНИГРИ. Выпуск 131. Геологический сборник №4. – Л.: Гостоптехиздат, – 1959. – С. 72-80.
5. Лысенин Г.П. Карст юго-восточной части Коми АССР // Гидрогеология и карстование. – Пермь: Издательство Пермского университета, 1981. – С.40-47.
6. Лысенин Г.П. О формировании карстовых карбонатных коллекторов на юге Тимано-Печорской провинции // Основные проблемы развития сырьевой базы газовой промышленности СССР. – М.: ВНИИГАЗ, – 1981. – С.104-107.
7. Лысенин Г.П. Распространение карстовых карбонатных коллекторов палеозоя на юге Тимано-Печорской провинции // Экспресс-информация: Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, – 1981. – №4. – С. 1-4.
8. Персова Н.Я. Палеокарст в разрезе Усинского месторождения // Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Сборник научных трудов ПечорНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, – 1978. – С. 16-21.
9. Петухов А.В. Трещинно-кавернозно-карстовые зоны в карбонатных отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Советская геология, – 1989. – №10. – С. 23-28.

10. Петухов А.В., Формирование карбонатных резервуаров в зонах перехода сероводородосодержащих сульфатно-карбонатных толщ в известково-доломитовые / А.В. Петухов, Д.В. Коновалов // Геология нефти и газа, – 1987. – №11. – С. 25-30.

11. Петухов А.В., Прогнозирование зон повышенной проницаемости по данным электрометрических и дистанционных исследований в связи с детальной разведкой нефтяных залежей / А.В. Петухов, В.А. Зыков, В.В. Ельников // Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений: Межвузовский сборник научных трудов. – Пермь: Пермский политехнический институт, – 1989. – С. 31-36

12. Петухов А.В. Условия формирования и прогнозирование трещинно – кавернозно - карстовых зон в карбонатных резервуарах Тимано-Печорской провинции в связи с повышением эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных залежей // Автореферат диссертации кандидата геолого-минералогических наук. – Л.: ВНИГРИ, 1990. – 20 с.

13. Петухов А.В. Выделение зон трещиноватости в карбонатном резервуаре пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по электрическим характеристикам пород-покрышек // Нефтегазовая геология и геофизика: экспресс информация, – 1991. – Вып. №12. – С. 27-31.

14. Петухов А.В. Комплексная разведка местоположения трещинно-карстовых зон в карбонатных отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Коми НЦ УрО РАН. – Сыктывкар: Геопринт, 1995. – 13с.

15. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта: УГТУ, 2002. – 276 с.

16. Гутман И.С. и др. Инженерно-техническое содействие в комплексном изучении геолого-промысловых данных о результатах разбуривания и разработки карбонатных пластов сложного строения // Отчёт о выполнении НИР. – Москва, 2013. – С.26-49.

17. Максимович Г.А. Основы карстования. // – Пермь: Пермское книжное издательство, 1969. – Т.1. – 444 с.
18. Соколов Д.С. Основные условия развития карста // – М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 322 с.
19. Кавеев М.С. О влиянии углекислоты, образовавшейся при разрушении нефтяных месторождений, на развитие карстовых процессов // Доклад АН БССР. Т. 152. – 1963. – № 3. – С. 721-723.
20. Стащук М.Ф. Перенос и перераспределение серы в пределах серных месторождений // Геохимия и минералогия серы. – М. – 1972. – С.55-65.
21. Ломако П.М. Масштабность генерации углеводородов сложного состава в нефтегазоносных бассейнах // Обзор. Нефтегазовая геология и геофизика. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985. – С. 36-48.
22. Амурский Г.И. Происхождение сероводорода и формирование месторождений сероводородсодержащих газов / Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьев // Закономерности размещения углеводородных газов и сопутствующих им компонентов. – М.: Наука. – 1987. - С. 24-31.
23. Амирханов Х.И. Определение железа методом ЯГР спектрометрии в подземных водах в связи с процессами сейсмоактивности / Х.И. Амирханов, Д.Г. Осика, Л.К. Анохина // Доклады АН СССР. – 1977.– Т.232. – № 4. – С. 924-926.
24. Авторский надзор за реализацией технологической схемы опытно – промышленной разработки актуальных участков пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения // Отчёт о выполнении НИР. ПечорНИПИнефть. Ухта 2013.
25. Смехов Е.М. Закономерности размещения карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа / Е.М. Смехов, Л.Г. Белоновская, М.Х. Булач и др. – Л.: Недра, 1977. – 120 с.
26. Амурский Г.И. Об использовании космической информации при изучении нефтяных и газовых месторождений / Г.И. Амурский, М.С. Бондарева // Изв. вузов. Геология и разведка, – 1985. № 3. – С.28-34.

27. Тимурзиев А.И. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в низкопроницаемых коллекторах // Геология нефти и газа. – 1985. №1. – С.9-16.
28. Петухов А.В. Отражение тектонической трещиноватости в электрических параметрах пород-покрышек залежей нефти и газа / А.В. Петухов, В.А. Зыков // Доклады академии наук. – 1992. – Т.324. – №6. – С.1275-1280.
29. А.с. 1661703 СССР, МКИ³ G 01 V 3/26, 3/08. Способ выявления дизъюнктивных дислокаций нефтяных и газовых месторождений / А.В. Петухов, В.А. Зыков, Е.Ф. Крейнин, А.Р. Бенч (СССР). – № 4820624/25; заявл. 26.03.90; опубл. 30.06.92, Бюл. №24. – 4 с.: ил.
30. Петухов А.В. Установление высокопроницаемых зон в карбонатных коллекторах на месторождениях высоковязких нефтей - важнейший резерв повышения эффективности их разработки / А.В. Петухов, Д.В. Коновалов // Геология нефти и газа, – 1987. – №11. – С. 15-19.
31. Базылев А.П. Гидродинамическая связь пластов и объектов в карбонатных отложениях Усинского и Возейского нефтяных месторождений // Повышение эффективности нефтедобычи на Европейском Северо-Востоке: Сборник трудов ПечорНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, – 1986. – С.46-50.
32. Базылев А.П. Результаты гидропрослушивания карбонатных пластов Усинского месторождения, смоделированных двухслойной средой. / А.П. Базылев, Т.В. Лушникова // Совершенствование технологии разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Тимано-Печорской провинции: Сборник трудов ПечорНИПИнефть, – М.: ВНИИОЭНГ, – 1989. – С.30-33.
33. Петухов А.В. Современные технологии разработки трещинных карбонатных нефтегазоносных коллекторов с использованием горизонтальных скважин и вскрытия продуктивных пластов на депрессии / А.В. Петухов, Д.Г. Подопригора, Л.А. Шангараева, А.И. Куклин // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара. – Ухта: УГТУ, 2014. – С.174-179.
34. Гибадулин Н.З. и др. Особенности геолого-технологического контроля проводки скважин на депрессии с применением колтюбинговой технологии // НТВ «Каротажник» – 2003. – вып.102. – С. 57-62.

35. Шукалович П.Н. Анализ эффективности и рекомендации по совершенствованию технологии термохимического воздействия для условий пермо – карбоновой залежи Усинского месторождения / П.Н. Шукалович, В.Е. Кулешов, С.О. Урсегов, А.И. Куклин // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара. – Ухта: УГТУ, 2011. – С.32-36.

36. Никитин М.Н. Обоснование технологии повышения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в трещинно-поровых коллекторах с применением гелеобразующего состава на основе силиката натрия // Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. – СПб.: СПГГУ. – 2012. – 20 с.

37. Петухов А.В. История открытия и разработки Ижемского месторождения асфальтита в Республике Коми / А.В. Петухов, М.Н. Никитин, А.И. Куклин // Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела: материалы XI международной научной конференции. – Уфа: изд-во «Реактив», 2010. – С.104-109.

38. Петухов А.А. Перспективы освоения залежей высоковязких нефтей и битумов Тимано-Печорской провинции с применением современных комплексных технологий / А.А. Петухов, М.Н. Никитин, А.И. Куклин // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-технической конф. – Ухта: УГТУ, 2010. – С.133-138.

39. Шелепов И.В. Сравнительная оценка трещиноватости коллекторов Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций по динамике показателей разработки / И.В. Шелепов, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара. – Ухта: УГТУ, 2011. – С.115-122.

40. Шелепов И.В. Оценка промышленной значимости и подсчет запасов свободного газа в зонах трещиноватости угольных пластов Воркутского месторождения / И.В. Шелепов, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти: сборник материалов научно-практической конференции. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – С. 213-221.

41. Тананыхин Д.С. Использование системно-структурного подхода и синергетических принципов для детализации геологического строения залежей нефти в процессе разработки Увеличение нефтеотдачи / Д.С. Тананыхин, Л.А. Шангараева, А.И. Куклин // Приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: материалы международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – С. 381-388.

42. Гришин Д.В. Перспективы освоения нетрадиционных ресурсов газа Тимано-Печорской провинции на основе системно-структурного подхода и количественной оценки их значимости / Д.В. Гришин, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Промысловая геофизика в 21-м веке. Геоинформационное обеспечение технологий увеличения ресурсной базы углеводородного сырья: материалы международной юбилейной конференции. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2011. – С. 25-28.

43. Долгий И.Е. Оценка промышленной значимости и перспективы освоения нетрадиционных ресурсов газа в Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции / И.Е. Долгий, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Недропользование XXI век. – Вып.6 – М.: «Роснедра», МПР РФ -2011. – С. 60-64.

44. Никитин М.Н. Структурные особенности неньютоновских нефтей и содержащих их пород коллекторов Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли / М.Н. Никитин, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Материалы международного семинара. – Ухта: УГТУ, 2011. – С. 31-40.

45. Шелепов И.В. Разработка математической модели сложнопостроенные трещинных коллекторов, содержащих высоковязкие нефти, с использованием системного подхода и статистической теории сложных систем / И.В. Шелепов, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Рассохинские чтения: материалы межрегиональной научно-технической конференции. – Ухта. УГТУ, 2012. – С. 84-94.

46. Долгий И.Е. Нетрадиционные источники газа Тимано-Печорской провинции – важнейший резерв добычи углеводородов / И.Е. Долгий, А.А. Петухов, А.И. Куклин - под ред. Н.Д. Цхадая // Рассохинские чтения: материалы

межрегионального семинара (3-4 февраля 2012 года). – Ухта: УГТУ, 2012. – С. 64-75.

47. Шелепов И.В. Сравнительная оценка трещиноватости коллекторов Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций по комплексу геолого-геофизических и промысловых данных / И.В. Шелепов, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Сборник материалов научно-практической конференции. – СПб.: ВНИГРИ, 2012. – С. 214-222.

48. Шелепов И.В. Разработка математической модели сложнопостроенных коллекторов, содержащих нетрадиционные ресурсы нефти и газа / И.В. Шелепов, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Газовая промышленность. - 2012. - №676(спецвыпуск). – С. 64-70.

49. Шелепов И.В. Степенной закон и принцип самоподобия при изучении трещиноватых нефтегазоносных коллекторов и гидродинамическом моделировании процесса разработки / И.В. Шелепов, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. -№2 – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2012.pdf.

50. Долгий И.Е. Особенности бокового строения карбонатных резервуаров Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения и гидродинамического моделирования процесса разработки залежей / И.Е. Долгий, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Сборник научных трудов конференции. Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – СПб, 2013. – С. 134-142.

51. Шелепов И.В. Нефтегазоносность докембрийских отложений Юрубчено - Тохомской зоны нефтегазонакопления / И.В. Шелепов, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Сборник материалов научно-практической конференции. – СПб. ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – С. 353-360.

52. Карманский А.Т. Особенности опытно-промышленной добычи метана из угольных пластов Кузнецкого бассейна / А.Т. Карманский, А.А. Петухов, А.И. Куклин // Сборник материалов научно-практической конференции. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – С. 360-367.

53. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти / – М.: Недра, 2006. – 295 с.
54. Рузин Л.М. Совершенствование технологии добычи высоковязких нефтей и битумов на основе сочетания тепловых и химических методов воздействия на пласт / Л.М. Рузин, А.К. Цехмейстрюк // Нефтепромысловое дело. – 1993. – № 10. – С. 13 – 16.
55. Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.
56. Сазонов Б.Ф. Проблемы и состояние разработки залежей вязких нефтей на месторождениях Самарской области / Б.Ф. Сазонов, М.В. Катеев // – Самара: «Самарский геолог» РОСГЕО, 2000. – С. 313-320.
57. Сазонов Б.Ф. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений / Б.Ф. Сазонов, А.Г. Пономарев, А.С. Немков // – Самара: Изд-во «Книга». - 2008. – 352 с.
58. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти: Смолы и асфальтены / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Талалаев // – М.: Наука, 1979. – 269 с.
59. Сопронюк Н.Б. Разработка залежей высоковязких нефтей на поздней стадии / Н.Б. Сопронюк, Н.П. Виноградова, С.А. Ковалев // Недропользование XXI век. – Вып.5 – М.: «Роснедра» МПР РФ -2009. – С. 63-66.
60. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / Сургучев М.Л. // Москва: Недра, 1985, – 308 с.
61. Сучков Б.М. Температурные режимы работающих скважин и тепловые методы добычи нефти // - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 406 с.
62. Тематические научно-технические обзоры. Особенности разработки месторождений неньютоновских нефтей. М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – 116 с.
63. Уразаков К.Р. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / К.Р. Уразаков, Е.И. Богомольный, Ж.С. Сейтпагамбетов,

А.Г. Газаров (под ред. М.Д. Валеева) // – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 303 с.

64. Уршуляк Р.В. Выявление дискретной блочности геологической среды в процессе разработки месторождений нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 28–29.

65. Успенский Б.В. Геологическая и экологическая оценка освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов верхней части разреза территории Республики Татарстан / Б.В. Успенский, М.Я. Боровский, С.И. Петров, Е.Г. Фахрутдинов // Нефть. Газ. Новации, 2011. – № 3. – С. 6 – 8.

66. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем и нефтегазовые технологии: Сборник статей / Под. ред. Р.З. Сафиевой, Р.З. Сюняева. // – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 580 с.

67. Халимов Э.М. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР: справочное пособие / Э.М. Халимов, И.М. Климушин, Л.И. Фердман // – М.: Недра, 1987. – 174 с.

68. Хасаев Г.Р. Минерально-сырьевая база Самарской области: состояние и перспективы развития / Г.Р. Хасаев, С.В. Коноваленко, Е.Я. Суровиков и др. // – Самара: Издательский дом «Агни», 2006. – 216 с.

69. Хасанов М.М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М.М. Хасанов, Г.Т. Булгакова // – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.

70. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: учебное пособие / – Альметьевск, 2005. – 173 с.

71. Хисамов Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р.С. Хисамов, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов // – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2003. – 568 с.

72. Хисамов Р.С. Формирование паровой камеры на опытном участке залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, Л.Р. Зарипова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – Т. 7. – С. 45.

73. Хисамов Р.С. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов // – Казань: Изд-во «ФЭН», 2011. – 383с.
74. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. – 436 с.
75. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 239 с.
76. Чекалюк Э.Б. Тепловые методы повышения отдачи нефтяных залежей / Э.Б. Чекалюк, К.А. Оганов // – Киев: Изд-во «Наукова думка», 1979. – 208 с.
77. Шандрыгин А.Н. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парагравитационного дренажа (SAGD) / А.Н. Шандрыгин, М.Т. Нухаев, В.В. Тертычный // Нефтяное хозяйство, 2006. - № 7. С. 92 – 96.
78. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации / – М.: Нефть и газ, 1995. – в 2-ух ч. – 493 с.
79. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья / – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. – 93 с.
80. Petukhov A.V. Origins and Integrated Exploration of Sweet Spots in Carbonate and Shale Oil-Gas Bearing Reservoirs of the Timan-Pechora Basin / A.V. Petukhov, A.I. Kuklin, A.A. Petukhov, L.C.Vasquez Cardenas, P.V. Roschin // SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 25-27 February, Vienna, Austria. – P. 11. – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167712-MS>.
81. Pathak V. Experimental Investigation of Bitumen Recovery From Fractured Carbonates Using Hot Solvents / V. Pathak, T. Babadagli, N. Edmunds // Journal of Canadian Petroleum Technology – 2013. – vol. 52, – №4. – P. 289 – 295.
82. Roland P. Leaute. Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a

Field Pilot at Cold Lake // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, 4-7 November 2002, Calgary, Alberta, Canada. – P. 11. – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-79011-MS>

83. Roschin P.V. Experimental investigation of heavy oil recovery from fractured-porous carbonate core samples by secondary surfactant-added injection / P.V. Roschin, L.C. Vasquez Cardenas, A.V. Petukhov, A.I. Mikheyev // 2013 SPE Heavy Oil Conference-Canada. – 2013. – P. 6.

84. Russel-Houston J. Modelling Fluids Flow in Grosmont C Carbonates Using Fractals-A Concept / J. Russel-Houston, D. Nugent, J.Y. Yuan // 2013 SPE Heavy Oil Conference-Canada. – 2013. – P. 13.

85. Sheorey T. Isothermal and non-isothermal oil–water flow and viscous fingering in a porous medium / T. Sheorey, K. Muralidhar // International journal of thermal sciences. – 2003. – T. 42. – №. 7. – P. 665-676.

86. Titchkosky K. Picking the sweet spot using rock physics / K.Titchkosky, R. Thompson // 2008 SEG Annual Meeting. – 2008. – P. 5.

87. Zhao L. Steam alternating solvent process // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting. – 2004. – P. 185-190.

88. Beattie C. I. Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands / C.I. Beattie, T.C. Boberg, G.S. McNab // SPE Reservoir Engineering. – 1991. – T. 6. – № 02. – P. 200-206.

89. Boone T. et al. An Integrated Technology Development Plan for Solvent-based Recovery of Heavy Oil // SPE Heavy Oil Conference and Exhibition. – 2011. – P. 23-28.

90. Brett J. F. The evidence for and implications of a fractal distribution of petroleum reserves / J.F. Brett, L.D. Feldkamp // SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. – 1993. – P. 73-84.

91. Burke N., Hobbs R., Kashou S. Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation (includes associated paper 23831) // Journal of Petroleum Technology. – 1990. – Т. 42. – №. 11. – P. 1440-1446.
92. Butler R. A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon vapour / R. Butler, I. J. Mokrys // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1991. – Т. 30. – №. 1. – P. 97-106.
93. Considine B. C. et al. Method for extraction of hydrocarbon fuels or contaminants using electrical energy and critical fluids : pat. 7461693 USA. – 2008.
94. De Swaan A. Pressure Transients in a Fractal-Cluster Model of Porous Media // 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013. – 2013. – P. 12. – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164892-MS>
95. Dickson J. et al. Design Approach and Early Field Performance for a Solvent-Assisted SAGD Pilot at Cold Lake, Canada // SPE Heavy Oil Conference and Exhibition. – 2011. – P. 12.
96. Dittaro L. Integrating the Key Learnings from Laboratory, Simulation, and Field Tests to Assess the Potential for Solvent Assisted-Steam Assisted Gravity Drainage / L. Dittaro, J. Dickson, T. Boone // 2013 SPE Heavy Oil Conference-Canada. – 2013. – P. 14. – Режим доступа: <http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165485-MS>
97. Dusseault M. B. Comparing Venezuelan and Canadian heavy oil and tar sands // Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada. – 2001. – P. 1 -20.
98. Edmunds N. et al. Economic optimum operating pressure for SAGD projects in Alberta // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – №. 12. – Т. 40.
99. Edward D. Holstein - Editor, Jeff Jones: "Volume V - Reservoir Engineering and Petrophysics, Thermal Recovery by Steam Injection". ISBN 978-1-55563-135-2, – 2007. – P. 1360.