

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Курчиков Денис Аркадьевич

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В
ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ОСОБЕННОСТИ ИХ РАЗРАБОТКИ НА
НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ (на примере Урненского и Усть-Тегусского
нефтяных месторождений)**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геол.-минерал. наук,
чл.-корр. РАН, профессор
Нестеров И.И.

Тюмень - 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМОГО РАЙОНА	10
1.1 Общие сведения о месторождениях.....	11
1.2 Геологическое строение района	14
1.3 Тектоническое строение месторождения и прилегающих территорий ...	24
1.4. Гидрогеологическая характеристика района	30
1.5 Геотермические условия	42
2 ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА	49
2.1 Выделение нарушений по результатам сейсмических исследований.....	49
2.2 Морфоструктурный анализ территории	50
2.3. Сопоставление результатов морфоструктурного анализа с трассерными исследованиями.....	54
3 ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ.....	60
3.1 Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств по керновому материалу	62
3.2 Определение особенностей фильтрационно-емкостных свойств по материалам ГИС	71
3.3 Оценка проницаемости коллекторов по данным гидродинамических исследований в скважинах	76
3.3.1 Результаты гидродинамических исследований в разведочных скважинах	76
3.3.2 Результаты гидродинамических исследований эксплуатационных скважин	82
3.4 Влияние температуры закачиваемой жидкости на вымываемость нефти	95
4 ВЛИЯНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ И ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ПРОМЫСЛОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ.....	98
4.1 Динамика изменения показателя обводненности продукции	99
4.2 Анализ геотемпературных условий на стадии эксплуатации	110

4.3 Проявление геодинамических процессов в работе промысловых скважин	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	128
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	131

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

К настоящему времени, благодаря высокой степени изученности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, накопленному громадному объёму геологических и промысловых данных вопросы влияния особенностей геологического строения на величину нефтегазоотдачи изучены достаточно полно для многих типов залежей нефти и газа. Гораздо менее изучены вопросы организации добычи нефти в залежах юрских отложений, что обусловлено как значительно меньшим опытом их разработки, так и существенно более сложными геологическими условиями их залегания (по сравнению, например с залежами неокомского комплекса). Необходимо отметить, что большинство юрских залежей нефти перекрыты и подстилаются слабопроницаемыми отложениями, что обеспечивает их надежную гидродинамическую изолированность в процессе разработки. Совсем другая ситуация возникает, если в интервале от подошвы залежи до пород доюрского фундамента нет выдержанных глинистых пластов. В этом случае в процессе разработки может возникнуть совершенно иная гидродинамическая обстановка, характерной особенностью которой является подтягивание в залежь подземных вод со значительных глубин и, формированием естественной системы поддержания пластового давления в залежи. Масштабы вертикальных перетоков флюидов определяются геологическим строением непосредственно залежи, коллекторскими свойствами продуктивных отложений, строением и составом пород доюрского фундамента. Все эти факторы, в свою очередь, в значительной степени определяются особенностями протекания геодинамических процессов. Наиболее отчетливо перетоки флюидов из фундамента проявляются на начальном этапе разработки месторождений, так как формирование в дальнейшем искусственной системы заводнения залежи в значительной степени затушёвывает их проявления. Поэтому детальные исследования проявления геодинамических и флюидодинамических процессов в зонах размещения залежей нефти в юрских отложениях, в том числе в процессе их эксплуатации, являются актуальными.

В работе представлены результаты исследований на примере Урненского и Усть-Тегусского месторождений, расположенных в Уватском районе Тюменской области. Из числа многочисленных месторождений на этой территории, только здесь открыты и эксплуатируются залежи в юрских отложениях. Накопленный значительный объём геологоразведочных и промысловых данных на месторождениях позволяет провести детальный анализ геодинамической обстановки и особенностей её проявления на этапе промышленной эксплуатации месторождений.

Степень разработанности темы исследования

Изучению аспектов влияния геодинамических и флюидодинамических процессов на геологическое строение и свойства нефтегазовых месторождений посвящены работы Нестерова И.И., Николаевского В.Н., Баренблатта Г.И., Ентова В.М., Карогодина Ю.Н., Салманова Ф.К., Прозоровича Г.Э., Ростовцева Н.Н., Рублёва А.Б., Соколова Б.А., Гурари Ф.Г., Зимина Ю.Г., Конторовича А.Э., Скоробогатова В.А., Арье А.Г., Вассоевича Н.Б., Неручева С.Г., Сидорова В.А., Клещева К.А. и др. Первые геодинамические исследования начали проводиться в 70х годах на геодинамических полигонах с разным геологическим строением. Благодаря экспериментальным наблюдениям накоплен обширный фактический материал, свидетельствующий о существенной подвижности литосферы, особенно в зонах разломов земной коры, как в платформенных, так и в геосинклинальных областях, нестабильности флюидных систем в осадочном чехле и фундаменте, а также миграции флюидов по проницаемым, возникающим в результате меняющихся напряжений в земной коре.

Изучением современной геодинамики зон нефтегазонакопления в разных тектонических обстановках установлены общие закономерности их локализации. В частности это определяет необходимость изучения на локальном уровне отдельных территорий с уникальными проявлениями геологических, геодинамических, геохимических, геотемпературных и других свойств для дальнейшего эффективного применения полученных результатов при разработке схожих по геологическому строению участков.

Цель работы

Провести детальные исследования влияния геодинамических и флюидодинамических процессов на продуктивные верхнеюрские отложения, и выявить особенности их проявления в процессе разработки Урненского, и Усть-Тегусского месторождений.

Основные задачи исследований

1. Оценить влияние геологических условий размещения залежей нефти в юрских отложениях на начальный этап разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений.

2. По комплексу материалов геологоразведочных работ установить основные черты геологического строения района, гидрогеологических и геотермических условий Урненского и Усть-Тегусского месторождений и прилегающих территорий.

3. Выполнить анализ геодинамической обстановки на основе сейсмических исследований, морфоструктурного анализа рельефа земной поверхности и результатов трассерных исследований.

4. Провести анализ неоднородности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по керновым материалам, по данным геофизических и гидродинамических исследований в разведочных и эксплуатационных скважинах.

5. Выполнить анализ промысловых данных и оценить влияние геодинамических и флюидодинамических условий на результаты промышленной эксплуатации Урненского и Усть-Тегусского месторождений.

Научная новизна

1. Впервые выполнено обоснование геодинамических условий Урненского и Усть-Тегусского месторождений по результатам совместного анализа аэрокосмогеологической съёмки, сейсмических и промысловых (трассерных) исследований.

2. Проанализированы основные показатели работы эксплуатационных скважин Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Установлено распределение величины глубинного теплового потока. Доказано, что процессы,

связанные с природной трещиноватостью пород осадочного чехла и подстилающего фундамента, оказывают влияние на работу отдельных скважин и на разработку месторождений в целом.

Теоретическая и практическая значимость работы определяется повышением эффективности решения комплексных геологических задач связанных с разведкой месторождений и их разработкой.

Методология и методы исследования. Основным материалом исследования в работе является геологическая и промыслово-геофизическая информация, полученная в процессе разведки и разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений и прилегающих территорий.

Часть данных определения фильтрационно-емкостных свойств были получены в процессе научно-исследовательской работы по теме «Определение условий возникновения техногенной трещиноватости объектов разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений при искусственном заводнении» по договору с ОАО «РН-Уватнефтегаз». Другая часть была проучена в рамках договора № ТУВ – 2600/10 от 09.08.2010 г. «Оптимизация систем ППД и утилизации подтоварных вод на Урненском, Усть-Тегусском месторождениях на основе комплексной обработки и интерпретации геологической и промыслово-геофизической информации (в т.ч. трассерных исследований) с целью повышения коэффициента нефтеотдачи» под руководством Курчикова А.Р. и Плавника А.Г.

В процессе исследования был использован комплекс методов нефтегазовой геологии и гидрогеологии, включающий в себя изучение формирования геологического строения, промысловых данных, а так же гидрогеологических и гидрогеохимических данных. Анализ геотермических данных осуществлялся на основе подходов изложенных в работе А.Р. Курчикова [33], учитывал воздействие вариаций климата в позднечетвертичное время на современное геотемпературное поле. Для моделирования разломно-блокового строения применялся метод линеаментного анализа. Вместе с тем анализировались результаты трассерных исследований, проведённых на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях.

Положения, выносимые на защиту

1. Блоковое строение осадочного чехла обусловлено воздействием геодинамических факторов и определяет нарушение латеральной гидродинамической общности отдельных частей продуктивных пластов на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях.

2. Геодинамические процессы определили существенные различия между фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов Урненского и Усть-Тегусского месторождений, а также резкую изменчивость этих показателей в пределах продуктивных пластов каждого из месторождений.

3. Верхняя часть палеозойского фундамента и породы юрского нефтегазоносного комплекса представляют собой единую гидродинамическую систему, что активно проявляется в процессе разработки месторождений.

Степень достоверности и апробация работы.

Результаты работы докладывались на Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые Технологии – Нефтегазовому Региону» (Тюмень, 2012); XX Совещании по подземным водам Сибири и Дальнего Востока (Иркутск, 2012 г.); Всероссийской конференции с участием иностранных учёных «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами» (Томск, 2012); Восьмой Всероссийской научно-технической (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича) «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (Тюмень, 2012); Первой Всероссийской молодёжной научно-практической конференции «Науки о Земле, современное состояние» (Республика Хакасия, 2013); Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных учёных «Трофимуковские чтения – 2013». (Новосибирск, 2013); Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2013); Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвящённой 80-летию академика А.Э. Конторовича «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири» (Новосибирск, 2014); 7-ой Сибирской научно-практической конференции молодых ученых по наукам о Земле (Новосибирск,

2014); 9-ой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова А. К.) «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна» (Тюмень, 2014); 4-ой Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А.П.Карпинского (Санкт-Петербург, 2015).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 18 работ, в том числе 4 работы в журналах рекомендованных ВАК.

Структура и объём работы

Работа состоит из введения, четырёх глав, заключения и списка литературы. Объём работы – 147 страниц, рисунков – 74, таблиц – 8, список литературы – 134 наименования.

Благодарности

За большое содействие на разных этапах исследований автор искренне признателен своим коллегам к.г.-м.н. Митрофанову А.Д., Ицкович М.В., Галкиной Н.Ю., Кузнецовой М.В., Янзиной М.С. Особую признательность автор хочет выразить Мартынову О.С., совместная работа с которым по линеаментному анализу способствовала решению задачи геодинамического районирования.

Автор искренне благодарен доктору геолого-минералогических наук Плавнику А.Г. за помощь в постановке и решении поставленных в работе задач, а так же выражает глубокую благодарность научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору, члену-корреспонденту РАН Нестерову И.И. за постоянную поддержку и внимание к работе.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМОГО РАЙОНА

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция в виду своего разнопланового строения является уникальным объектом исследований. Здесь встречаются как простые в строении залежи, так и сильно нарушенные, сложные для разработки участки. Значительный вклад в её изучение внесли такие ученые как Трофимук А.А. [114, 115, 34], Гурари Ф.Г [25, 26, 27, 28, 29, 30, 31]., Наливкин В.Д. [86, 87, 88], Фотиади Э.Э. [117, 34, 15], Конторович А.Э.[42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50], Нестеров И.И. [90, 91, 92, 93, 94, 95], Ростовцев Н.Н. [26, 30, 31, 90, 103], Эрвье Ю. Г. [47], Салманов Ф.К. [115, 47], Вышемирский В.С. [18, 19, 20], Карцев А.А. [37, 38, 39], Шварцев С.Л. [123, 124] и многие другие.

На территории Западной Сибири проводятся петрофизические, минералогические, тектонические, геофизические, палеонтологические, стратиграфические, гидрогеологические [78, 79, 80, 81, 82, 83, 84], геохимические [111], геодинамические, литологические и многие другие виды геологических исследований. Такой обширный спектр видов исследований обусловлен необходимостью детального изучения Западной Сибири ввиду её огромной важности в топливно-энергетическом комплексе России.

Одним из активно развивающихся направлений является изучение влияния геодинамических и флюидодинамических процессов на геологическое строение и свойства нефтегазовых месторождений [11, 97, 36 и др.]. Первые геодинамические исследования начали проводиться в 70х годах на геодинамических полигонах с разным геологическим строением [108, 41, 103, 104, 110]. Благодаря экспериментальным наблюдениям накоплен обширный фактический материал, свидетельствующий о существенной подвижности литосферы [25, 25, 28, 109, 113], особенно в зонах разломов земной коры, как в платформенных, так и в геосинклинальных областях, нестабильности флюидных систем в осадочном чехле и фундаменте, а также миграции флюидов по проницаемым зонам [129, 5, 6, 15, 16, 89], возникающим в результате меняющихся напряжений в земной коре.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является одной из самых крупных в мире по запасам углеводородов. К настоящему времени на её территории открыто более 1000 месторождений нефти и газа, что обеспечивает наличие огромного количества геологоразведочной и промысловой информации, которую следует использовать не только для успешной разведки новых залежей углеводородов, но и для оптимизации добычи на уже существующих промыслах.

Изучением современной геодинамики зон нефтегазонакопления в разных тектонических обстановках установлены общие закономерности их локализации [110, 108, 41]. В частности это определяет актуальность изучения на локальном уровне отдельных территорий с уникальными проявлениями геологических, геодинамических, геохимических, геотемпературных [93] и других свойств для дальнейшего эффективного применения полученных результатов при разработке схожих по геологическому строению участков.

Большой объём геологоразведочных и промысловых данных на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях позволяет провести анализ влияния геодинамического и флюидодинамического факторов на геологическую обстановку рассматриваемой территории.

1.1 Общие сведения о месторождениях

В административном отношении Урненский и Усть-Тегусский лицензионные участки расположены в Уватском районе Тюменской области. Урненский лицензионный участок расположен в 250 км юго-восточнее п.Горноправдинск и в 120 км северо-восточнее п.Белый Яр. Усть-Тегусское месторождение расположено в 25-30 км северо-восточнее Урненского месторождения (рисунок 1.1).

В геоморфологическом отношении - это слабовсхолмленная, полого наклонная в северном направлении, залесенная и заболоченная равнина с множеством рек, ручьев и озер. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +76 до +112 метров.

Ближайшие месторождения – Гавриковское и Тайлаковское расположены в 25-170 км от северной границы, Северо-Ютымское, Южно-Ларломкинское, Первомайское, Катильгинское, Стобовое, Оленье, Грушевое и Ломовое месторождения расположены на северо-востоке от границы лицензионного участка Усть-Тегусского месторождения, а так же Западно-Пихтовое месторождение расположенное в 150 км западнее. На территории района в промышленной эксплуатации находится Кальчинское нефтяное месторождение, а Северо-Кальчинское и Северо-Демьянское месторождения введены в опытно-промышленную эксплуатацию. Основным нефтедобывающим предприятием является ОАО «РН-Уватнефтегаз».

Полномасштабные геолого-геофизические исследования с целью поисков нефтяных и газовых месторождений на территории Западной Сибири начаты в 1947 году выполнением комплекса региональных работ, который включал проведение мелкомасштабной геологической съемки, гравиразведочных, магниторазведочных, электроразведочных, сейсморазведочных работ и бурение серии опорных скважин.

В 1962 году в Сургутском районе и в Уватском районе сейсмопартией 43/62 проводились работы методом отраженных волн по двухточечной системе. По р. Демьянка отработано 170 км, по р. Урна – 22 км. В результате этих работ было установлено западное крыло и сводовая часть Урненского поднятия.

Непосредственно на территории Урненского и Усть-Тегусского месторождений поиски структур-ловушек нефти и газа начаты в 1969-1970 гг. работами сейсмопартии 20/69-70. Сейсморазведочные работы проводились в пределах Урненского куполовидного поднятия, осложняющего северную часть Демьянского мегавала. По результатам выполненных работ выявлены и подготовлены к глубокому бурению две структуры: Урненская и Усановская.

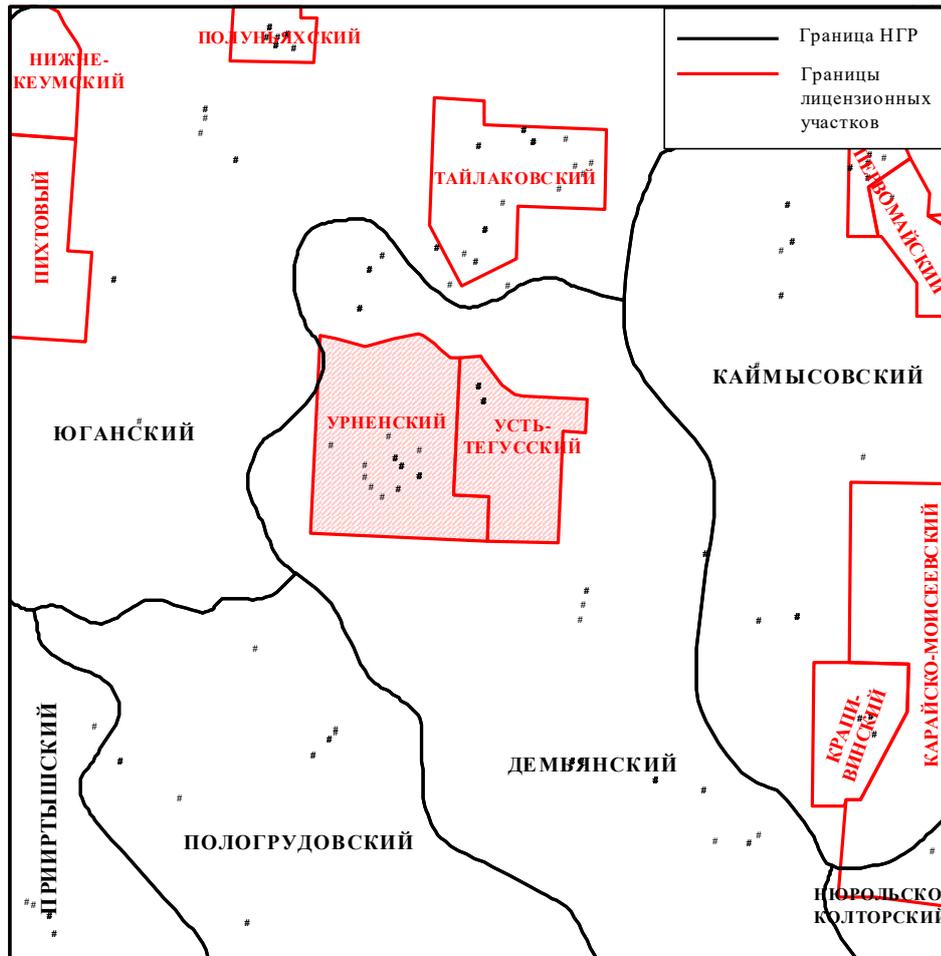
В 1986-87 гг. в пределах Демьянского мегавала проведены сейсморазведочные исследования сейсмопартией 81/86-87 на Демьянской площади с целью изучения геологического строения осадочного чехла и доюрского комплекса, поиска зон стратиграфического выклинивания

нижнеюрских отложений. Использование результатов глубокого бурения и палеоморфологических построений позволило выделить зоны выклинивания средне-верхнеюрских отложений. Выявлена Западно-Усановская структура.

В 1987-89 гг. с целью детального изучения геологического строения отложений юры и неокома проводились работы сеймопартиями 130/87-88, 127/87-88 и 127/88-89 на Урненской, Усановской и др. площадях. Выявлена Северо-Тегусская, Усть-Тегусская и др. структуры. Детализированы Северо-Усановская и Усановская структуры.

Урненская площадь введена в глубокое бурение в 1970 году. Поисковая скв. 11, пробуренная в 1970 году на северном погружении структуры, при испытании интервала 2378-2385 м дала промышленный приток нефти.

К поисково-разведочному бурению в пределах Усть-Тегусского месторождения приступили в сентябре 1991 г. Первой пробуренной поисковой скважиной 100 было открыто Усть-Тегусское нефтяное месторождение в среднеюрских отложениях. Затем сейморазведочные работы 3D масштаба 1:25000 были выполнены сейморазведочной партией 4/02-03 на территории Усть-Тегусского и Урненского лицензионных участков. Нефтеносность площади подтверждена бурением скв. 100, 102, 110, 112, 113 и 114. В пределах Усть-Тегусского месторождения выявлены три продуктивных пласта тюменской свиты – объекты Ю₂, Ю₃ и Ю₄.



Масштаб 1:500000

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологическое строение района

К настоящему времени на Уренском и Усть-Тегусском месторождениях и прилегающих к ним районах выполнен большой объем геологоразведочных работ, включающий бурение и исследования разведочных скважин (рисунок 1.2) и проведение детального анализа на основе материалов сейсмических работ 2D и 3D. Обобщение полученных результатов проведено при выполнении работ по подсчету запасов на месторождениях [120], в проектах их опытно-промышленной эксплуатации [1, 2], а также в научно-исследовательских работах, направленных на оптимизацию системы разработки месторождений [54, 55, 56, 57, 58, 104]. На основе материалов и обобщений, представленных в этих работах, ниже приводится краткая характеристика строения осадочного чехла и подстилающего фундамента Уренского и Усть-Тегусского месторождений.

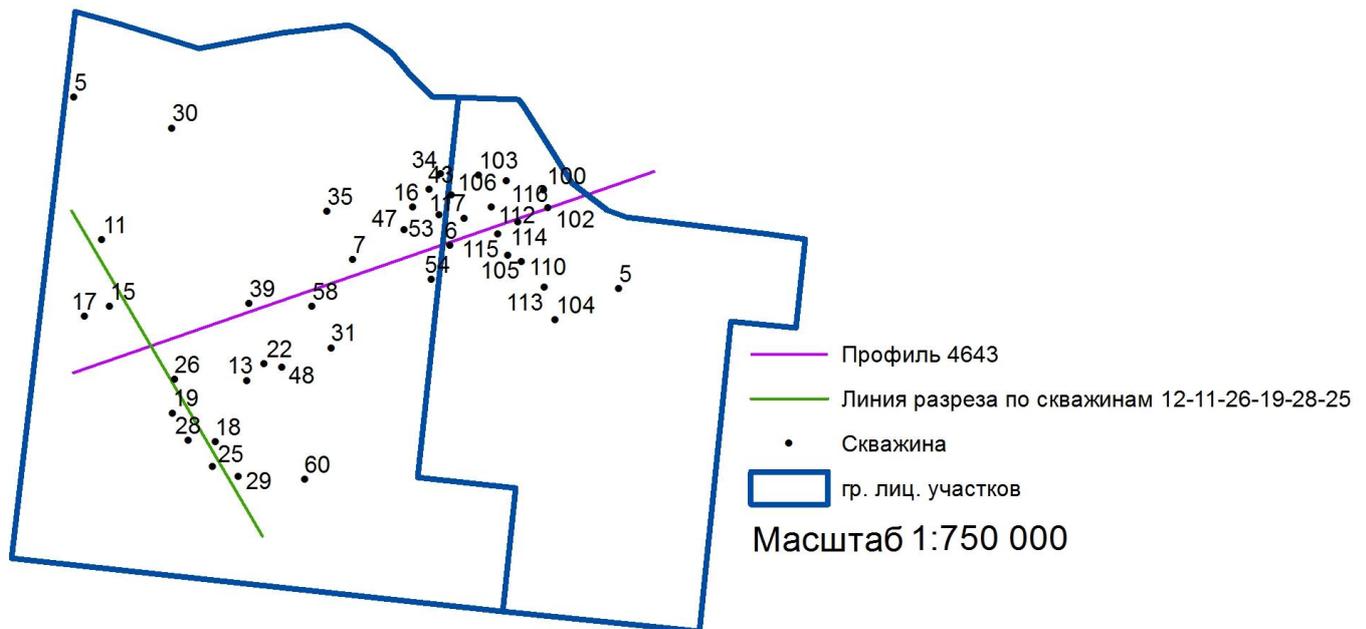


Рисунок 1.2 – Размещение поисково-разведочных скважин на Урненском (слева и Усть-Тегусском (справа) месторождениях

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В районе Урненского и Усть-Тегусского месторождений разрез подразделяется на два структурно-формационных этажа: доюрское складчатое образование и мезозойско-кайнозойский чехол. В рамках задач, рассматриваемых в работе наиболее важным являются сведения о строении продуктивных юрских отложений и контактирующих с ними подстилающими породами доюрского основания (рисунок 1.3).

Доюрские образования

Отложения доюрского основания на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях вскрыли практически все скважины. По керну доюрская толща на Урненском месторождении представлена в той или иной степени метаморфизированными магматическими породами. В большинстве скважин это андезито-базальтовые, дацитовые и диабазовые порфириты. Порфириты серовато-зеленого цвета, интенсивно измененные, карбонатизированные, хлоритизированные, трещиноватые. Структура породы порфировая. В сводовой части Усановской структуры в разрезе доюрского основания оконтурена интрузия

гранитов, которая прорывает эффузивно-осадочные отложения. Граниты серовато-коричневого цвета, плотные, крепкие, однородные. По редким трещинкам развиты кальцит и кварц.

По породам доюрского основания развита кора выветривания, которая представлена продуктами переработки гранитов, эффузивных пород и туфов. Минералогический и химический состав пород коры выветривания определяется составом подстилающих пород. Кора выветривания на изучаемой территории не имеет площадного развития. На отложениях фундамента, частично на коре выветривания, ниже пласта Ю₁ в скважинах, расположенных на северо-западе Усановской структуры (скв. 13, 20, 22, 26, 39), развит базальный горизонт (БГ), представленный гравелито-конгломератами.

На Урненском месторождении доюрские образования вскрыты практически всеми скважинами и глубина их залегания варьирует в пределах от 2316 м. (скв.37) до 2642 м. (скв.30). Доюрские образования представлены в основном в той или иной степени метаморфизованными эффузивными породами. Чаще всего фундамент представлен андезито-базальтовыми порфиритами серыми, темно-серыми, очень крепкими, массивными, иногда с зеленоватым оттенком за счет хлоритизированного вещества. В скв. 25, 36, 38 фундамент состоит из гранита светло-серого, коричневатого-розового, очень крепкого, массивного, полукристаллического, трещиноватого. Трещины выполнены кальцитом, хлоритом, разнонаправлены. Встречаются зеркала скольжения под углом 60°.

Вещественный состав доюрских образований на территории Усть-Тегусской площади отличается значительным разнообразием. В скважине 100 вскрыты эффузивные породы — порфириты, в скважинах 110 и 112 известняки мраморизованные темно-серые, массивные, крепкие, плотные с прожилками кальцита, серпентина и розовых полевошпатовых метасоматитов среднепалеозойского возраста. В скважине 113 были вскрыты глинистые сланцы. В скважине 10 Северо-Тегусской площади поднята туфобрекчия желтовато-серая, розоватая, плотная. Порода дислоцирована с круто наклонным залеганием и субвертикальными трещинами с зеркалами скольжения.

Юрская система

Доюрские образования с угловым стратиграфическим несогласием перекрываются песчано-глинистыми породами юрской системы, которые заполняют пониженные заливообразные области. Нижнеюрские отложения на рассматриваемой территории отсутствуют.

Средний отдел

Отложения средней юры выделяются в тюменскую свиту (J2a-b-bttm). Свита представлена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями углей. Аргиллиты серые до темно-серых, алевролитистые, слюдистые, углистые. Алевролиты серые, часто карбонатизированные.

На Усть-Тегусском месторождении тюменская свита представлена в объеме верхов средней (пласт Ю₅) и верхней (пласты Ю₄-Ю₂) подсвит.

К пластам Ю₄, Ю₃, Ю₂ приурочены залежи нефти.

Пласт Ю₄ существенно опесчанен. Коллекторы представлены песчаниками от светло- до темно-серого, (нефтесодержащие разности - коричневатого-серые), средне-мелкозернистыми, сцементированными глинистым, реже карбонатным цементом. Отмечается косо волнистая слоистость, обусловленная многочисленными тонкими прослойками углистого детрита. Текстура слоистая. По составу породообразующих обломков песчаники неоднородны.

Пласт Ю₃ отличает литологическая неоднородность, по керну пласт представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые, до черных, плотные, слоистые. Алевролиты серые, средней крепости, с включениями растительных остатков. Коллекторы, слагающие пласт, представлены песчаниками среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми, средней крепости, сцементированными глинистым цементом. Отмечена горизонтальная или пологопадающая слоистость.

Пласт Ю₂ представлен песчаниками. Песчаники серые, мелкозернистые, реже среднезернистые. Отсортированность обломочного материала в целом хорошая, зерна окатанные и полуокатанные. В кровле пласта встречаются конгломераты, включения белемнитов и рассеянного раковинного детрита.

Отложения тюменской свиты в большей степени развиты в погруженных участках, с угловым несогласием и размывом перекрывают отложения доюрского основания.

В сводовых частях Урненского месторождения среднеюрские отложения отсутствуют.

Толщина тюменской свиты варьирует от 0 м. на Урненском месторождении до 200 м на востоке Усть-Тегусского месторождения.

Верхний отдел

Отложения верхней юры с трансгрессивным несогласием перекрывают осадки тюменской свиты и представлены породами васюганской, георгиевской и баженовской свит. Верхнеюрские отложения формировались в условиях прибрежно-морского осадконакопления.

Васюганская свита ($J_2^{k-o}vs$) обычно подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, отложения которой формировались в условиях максимума келловейской трансгрессии моря, сложена аргиллитами темно-серыми до черных, тонкоотмученными, с большим содержанием органики, участками с прослойками песчаного материала и вкраплениями пирита. Верхняя подсвита сложена песчаниками, аргиллитами темно-серыми до черных, с прослоями и линзами серых алевролитов. В составе подсвиты выделяется продуктивный пласт Ю₁. Пласт сложен разнозернистыми песчаниками, гравелитами, с прослоями аргиллитов. Песчаники от светло- до темно-серых, среднезернистые, к подошве пласта переходят в крупнозернистые, массивные, кварц-полевошпатового, реже полевошпат-кварцевого и полимиктового состава. Встречаются включения окатанной гальки и большое количество остатков раковин, выполненных кальцитом.

На Усть-Тегусском месторождении васюганская свита представлена в полном объеме, а на Урненском месторождении отложения васюганской свиты заполняют заливообразные впадины склонов структуры, перекрывают породы тюменской свиты или несогласно залегают на доюрских образованиях.

У выступов фундамента васюганская свита значительно опесчанивается и в пределах Урненского месторождения представлена монолитным пластом высокопродуктивных песчаников толщиной до 50 м (в скв. 25). На Урненском месторождении к продуктивному горизонту Ю₁ приурочено пять залежей нефти. Толщина васюганской свиты 5-65 м.

Георгиевская свита ($J_3^{km}gr$) залегает на отложениях васюганской свиты и перекрывается баженовской свитой. Сложена свита аргиллитами темно-серыми, почти черными. Породы георгиевской свиты содержат стяжения глауконита и фауну.

На высокоамплитудных локальных поднятиях Урненского месторождения георгиевская свита выпадает из разреза. Толщина ее от 0 до 5 м.

Баженовская свита ($J_3^v-K_1^b bz$) залегает в кровельной части верхнеюрского комплекса, перекрывает отложения георгиевской свиты. На территории Урненского и Усть-Тегусского месторождений отложения свиты представлены битуминозными, темно-серыми до черных аргиллитами, часто с буроватым оттенком, ближе к основанию глинами слабобитуминозными, кремнистыми и известковистыми. Минимальная толщина ее (1-2 м) отмечена на своде на Урненском месторождении, в более погруженных участках она увеличивается до 20 м. К кровле баженовской свиты приурочен опорный отражающий горизонт Б.

Меловая система (К)

Отложения, сформировавшиеся в неокомское время, являются наиболее сложным комплексом пород мезозойских образований Западной Сибири.

Мегионская свита ($K_1^{b-v}mg$) объединяет толщи различного состава, генезиса, морфологии. В основании мегионской свиты залегает подачимовская пачка, представленная морскими темно-серыми плотными глинами. В нижней части свиты – линзовидные пласты, образующие ачимовскую толщу, отложения которой представлены песчаниками с пластами ипачками темно-серых аргиллитоподобных глин. Песчаники серые, бурые, мелкозернистые, среднесцементированные, известковистые, слюдистые с включениями

растительного детрита, неравномерно нефтенасыщенные. Проницаемым пластам присвоена индексация – Ач. В верхней части свиты – шельфовые пласты клиноформного резервуара БВ8 и перекрывающая его покрывка – регионально выдержанная самотлорская пачка. Общая толщина мегийонской свиты составляет 204-277 м.

Ванденская свита ($K_1^{v-g-br}vn$) согласно залегает на породах мегийонской и перекрывается отложениями алымской свиты. Подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. В основании нижней подсвиты выделяются песчаники и алевролиты серые и зеленовато-серые (пласты БВ6-7), перекрывающиеся преимущественно глинистой урьевской пачкой. Далее идет группа песчаных пластов БВ0-5и венчает подсвиту покачевская глинистая пачка. Верхняя подсвита выполнена песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми, неравномерно чередующимися с глинами, преимущественно зеленоцветными. В этом подразделении развиты пласты АВ2-АВ8. Толщина свиты 474-566 м.

Алымская свита ($K_1^{a}al$) подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Свита с небольшим размывом перекрывает отложения ванденской свиты согласно перекрывается покурской свитой. Нижняя подсвита представлена тонким линзовидным переслаиванием глин, песчаников и алевролитов ("рябчик"). Выделяется пласт АВ1. Верхняя подсвита представлена аргиллитоподобными глинами темно-серыми, вверху алевролитистыми. Толщина алымской свиты 31-69 м.

Покурская свита ($K_1^{a-al}-K_2^s pk$) согласно залегает на алымской и с несогласием перекрывается отложениями кузнецовской свиты. Свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. В основании нижней подсвиты обособляется чернореченская толща, сформированная серыми алевролитовыми глинами с многочисленными прослоями и линзами алевролитового материала. Остальная часть подсвиты представлена песчаниками, алевролитами серого, грязно-серого цветов, в отдельных случаях с буроватым или зеленоватым оттенками, с подчиненными прослоями серых, темно-серых глин, отмечаются углефицированные остатки, растительный детрит. В составе этой части свиты

выделяются проницаемые пласты, индексируемые ПК14-ПК17. Средняя подсвета сложена глинами с прослоями светло-серых песчаников, алевролитов. Встречаются обугленные растительные остатки. Верхняя подсвета представлена переслаиванием алевролитов серых, песчаников серых, полевошпатовых, глин зеленых, аргиллитоподобных. К кровле покурской свиты приурочен отражающий горизонт Г. Толщина покурской свиты –677-749 м.

Кузнецовская свита ($K_2^{t-k}kz$) согласно перекрывается березовской свитой. Сложена свита темно-серыми, алевролитистыми глинами, с единичными прослоями алевролитов. Толщина свиты 3-15 м.

Березовская свита ($K_2^{k-st-km}br$) согласно перекрывается ганькинской свитой. Литологически подразделяется на две подсветы. В нижней подсвете развиты опоки серые, темно-серые, глины опокосые и опокосидные; в верхней – серые и зеленовато-серые глины, иногда алевролитовые, местами опокосые и опокосидные. Мощность березовской свиты 104-122 м.

Ганькинская свита ($K_2^{km-m-d}gn$) завершает разрез отложений меловой системы. Характеризуется согласными контактами и сформирована глинами желтовато- и зеленовато-серыми, с редкими зернами глауконита и конкрециями сидерита. Мощность отложений – 44-78 м.

Палеогеновая система (P)

В составе палеогеновой системы выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская и туртаская свиты.

Талицкая свита (P_{1t}) подразделяется на две подсветы. Нижняя представлена глинами темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, алевролитистыми, аргиллитоподобными. Верхняя подсвета сложена глинами темно-серыми с мелкими линзами алевролитов. Встречаются пиритизированные растительные остатки, чешуйки рыб, комплекс фораминифер. Толщина свиты 93-112 м.

Люлинворская свита ($P_{1-2}ll$) подразделяется на три подсветы. Нижняя сложена опоками, глинами опокосидными зеленовато-серыми и темно-серыми.

Средняя подсвита представлена, в основном, глинами с прослоями диатомитов и диатомовых глин. Глины серые, с зеленоватым оттенком, плотные, опоковидные, алевритовые, с неотчетливой слоистостью. Верхняя подсвита образована зеленовато- и желтовато-серыми алевритистыми глинами, с глауконитом, с прослоями опок. Редко встречаются обрывки растений. Толщина свиты 169-215 м.

Тавдинская свита (P_{2tv}) сложена глинами зеленовато-серыми и серовато-зелеными, вверху листоватыми, алевритистыми с присыпками и прослоями алеврито-песчаного материала с глауконитом. Мощность свиты –140-160 м.

Атлымская свита (P_{3at}) сложена песками светло-серыми, кварцевыми, мелко- тонкозернистыми, с прослоями зеленовато-серых глин, алевритов. Толщина свиты 90-100 м.

Новомихайловская свита (P_{3nm}) представлена глинами коричневатыми алевритистыми, алевритами, песками кварцевыми с линзами бурых углей. Толщина свиты 95-110 м.

Туртаская свита (P_{3tr}) завершает разрез палеогена. Сложена глинами, алевритами с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых песков. Толщина свиты до 20 м.

Неогеновая система (N)

Абросимовская свита (N_{1ab}) сложена глинами алевритистыми и алевритами бурыми и зеленовато-серыми с прослоями песка и лигнитов. Толщина до 20 м.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности континентальных отложений палеогена. Для них характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, глины, супеси и суглинки. В нижней части присутствуют грубозернистые пески с включениями гравия, гальки, реже валунов. Мощность этих отложений достигает 55-70 м.

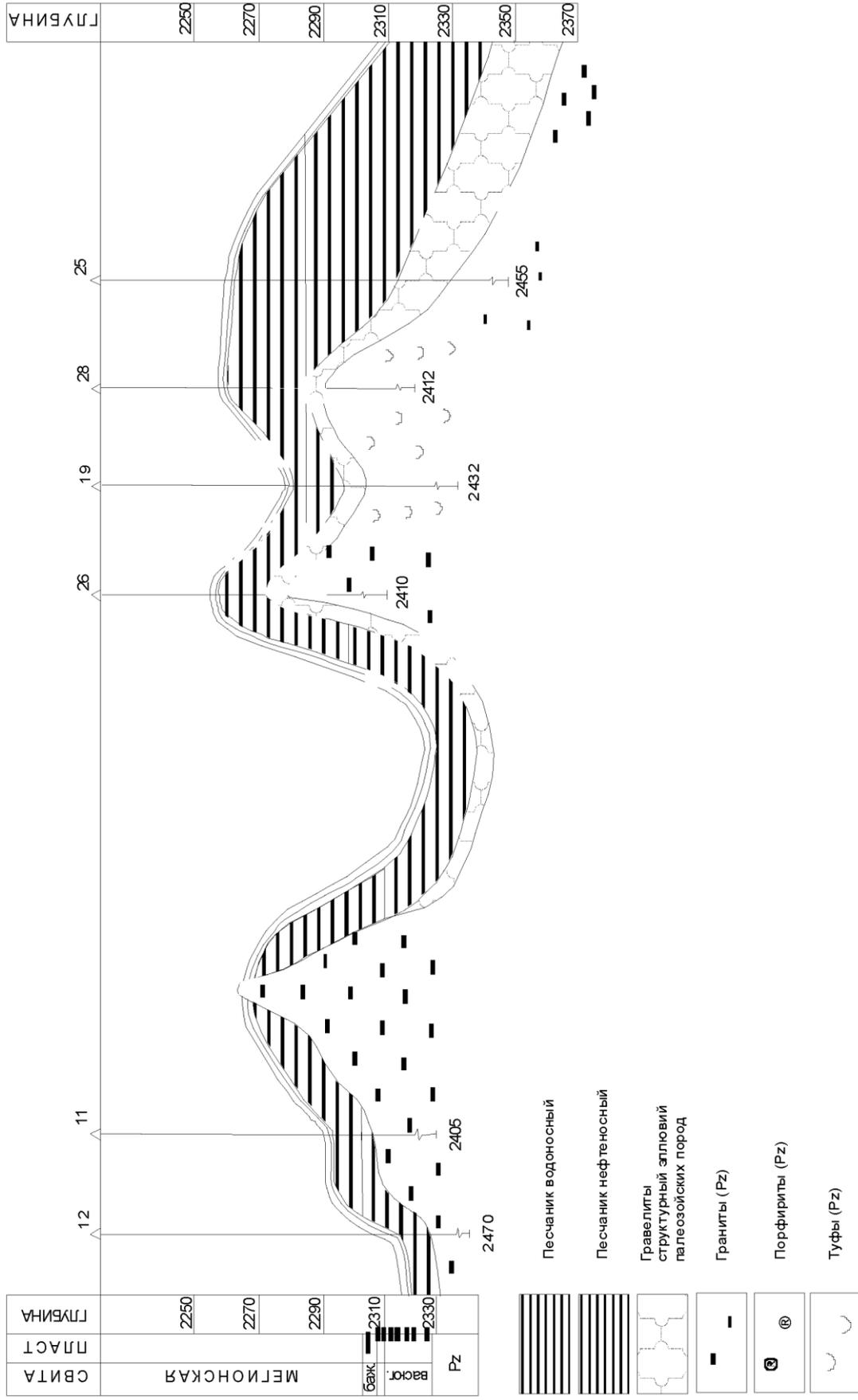


Рисунок 1.3 – Геологический разрез продуктивного пласта Ю₁ по линии скважин 12-11-26-19-28-25 Урненского месторождения

1.3 Тектоническое строение месторождения и прилегающих территорий

В соответствии с «Тектонической картой центральной части Западно-Сибирской плиты», составленной в 1998 г. коллективом ученых под редакцией В.И.Шпильмана, Н.И.Змановского и Л.Л.Подсосовой, изучаемый район входит в состав Демьянского мегавала – структуры I порядка, линейно вытянутого в направлении с северо-запада на юго-восток. Мегавал на севере примыкает к Юганской впадине, на северо-востоке серией отрицательных структур (Кельтаминская ложбина, Верхнедемьянская седловина, Новокарасукское и Западно-Карайское днища) отделяется от Каймысовского свода. На юго-западе Демьянский мегавал от Пологрудовского мегавала отделяется сравнительно узким и длинным Васисским мегапрогибом, который, в свою очередь, на севере через седлообразный прогиб соединяется с Юганской впадиной. Размеры Демьянского мегавала 270x80 км.

В северной части Демьянского мегавала к настоящему времени выявлен ряд месторождений нефти, приуроченных к структурам третьего порядка: Тайлаковское, Гавриковское, расположенные на территории Ханты-Мансийского автономного округа, Урненское, Усть-Тегусское на юге Тюменской области и Ягылъяхское в Омской области. По результатам сейсморазведочных работ к югу и юго-востоку от Урненского и Усть-Тегусского месторождений выявлен ряд локальных структур, наиболее крупными из которых являются Урурная, Южно-Демьянская, Южно-Лыхская, Северо-Укратусская и др (рисунок 1.4).

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 1.4 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты

(под редакцией Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Подсосовой Л.Л., 1998г.)

В отличие от большинства локальных структур Среднего Приобья в сводовых частях Урненского и Усановского поднятий установлено отсутствие в разрезе нижне-среднеюрских и частично верхнеюрских отложений. Продуктивный горизонт Ю₁ развит на склонах структур в межгрядовых углублениях. Такое строение разреза определило поведение основных отражающих горизонтов. В основании мезозойского разреза повсеместно прослеживается только подошва осадочного чехла – сейсмический отражающий горизонт «А». Отражающий горизонт «Т», приуроченный к кровле среднеюрских отложений, прослежен только на крыльях Урненского и Усановского поднятий. Несколько шире, но также не повсеместно прослеживается на этих структурах основной сейсмический репер Западной Сибири - отражающий горизонт «Б», приуроченный к баженовской свите верхней юры.

На Усть-Тегусской площади разрез юрских отложений более полный, и все сейсмические отражающие горизонты прослеживаются по всей площади поднятия.

По кровле фундамента (отражающий горизонт «А») Урненская структура представляет из себя достаточно крутое, высокоамплитудное поднятие близкой к изометрической формы, несколько вытянутой с запада на восток. Амплитуда поднятия составляет около 100 м, углы наклона крыльев достигают 3-4 и более градусов. Такие углы наклона в Западной Сибири встречаются нечасто, возможно это связано со сложностью корреляции сейсмического горизонта «А».

Усановская структура, к которой приурочены наиболее крупные и высокодебитные залежи в пласте Ю₁, расположена к юго-востоку от Урненской и отделяется от нее узким седлообразным прогибом глубиной 2300-2310 м. В пределах мелких локальных структурных осложнений породы тюменской свиты отсутствуют, частично или полностью отсутствуют также верхнеюрские образования. Песчаные отложения верхней юры (пласт Ю₁) развит, в основном, между структурными осложнениями по кровле доюрского фундамента. Амплитуда Усановской структуры составляет 200 м, углы наклона крыльев в наиболее крутых участках достигает 5-6 градусов.

На месте расположения Усть-Тегусского месторождения по кровле фундамента структурный план представлен отдельными небольшими локальными поднятиями.

Горизонт «Б» на Урненской структуре развит только на крыльях, а вся присводовая часть характеризуется отсутствием верхнеюрских отложений. Структурный план по горизонту «Б» отличается от «А» только некоторым выполаживанием на крыльях и небольшим увеличением в размерах. Так же, как и по горизонту «А», по кровле верхнеюрских отложений Усановская структура имеет весьма сложные очертания. Соотношение структурных планов Усановского поднятия по горизонтам «А» и «Б» такое же, что и по Урненскому: в центральной части структуры горизонт «Б» отсутствует, а по крыльям по нему происходит выполаживание по сравнению с горизонтом «А».

Структурный план Усть-Тегусской структуры по верхнеюрским отложениям в целом также в сглаженном виде повторяет структурную поверхность горизонта «А».

Локальные особенности строения осадочного чехла и доюрского фундамента

Представленные выше данные о геологическом строении Урненского и Усть-Тегусского месторождений свидетельствуют о существенности воздействия тектонических процессов на наблюдаемые литологические и структурные особенности. В частности тектоническими процессами обусловлены различия в глубинах залегания продуктивных отложений и разница в наличии и выдержанности юрских отложений на месторождениях. Явно прослеживаются различия в свойствах подстилающих пород на рассматриваемых месторождениях. Характерно проявление (особенно на Усть-Тегусском месторождении) мелкокупольного строения структурного плана практически по всем пластам и по кровле доюрского фундамента.

Состав пород фундамента свидетельствует об активном и длительном проявлении интрузивных и эффузивных магматических процессов на территории рассматриваемых месторождений и прилегающих районов. При этом отчетливо прослеживается неоднородность происходивших процессов, приведших к

сложному характеру как структурного плана кровли фундамента и продуктивных пластов юрского комплекса, так и в свойствах пород фундамента.

Один из временных разрезов (№ 4643), проходящий через Урненское и Усть-Тегусское месторождений приведен на рисунке 1.5. На этом разрезе хорошо видна разница в волновых свойствах пород фундамента на месторождениях.

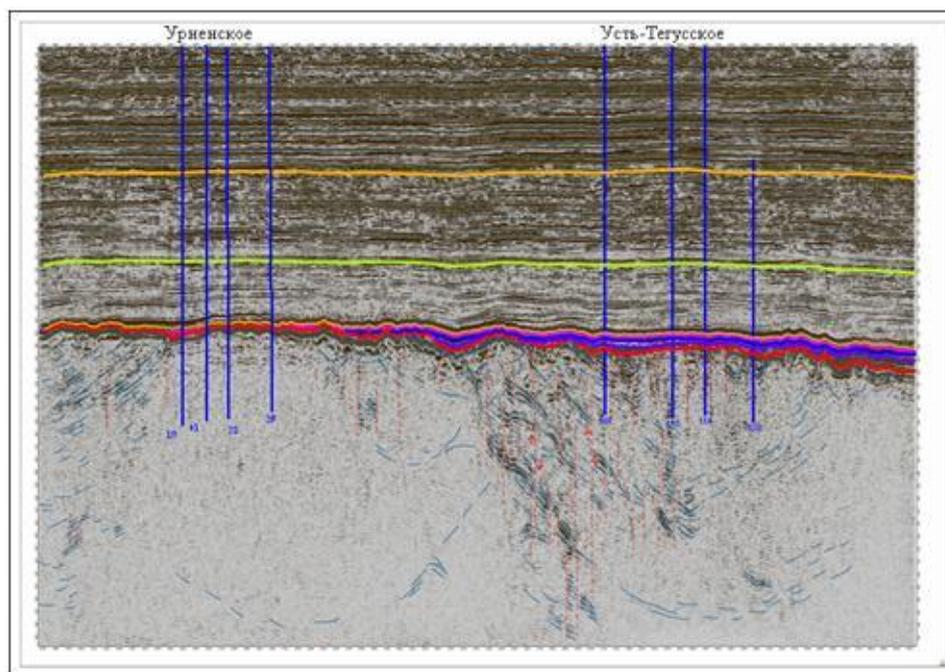


Рисунок 1.5 – Временной разрез по профилю 4643 Урненского и Усть-Тегусского месторождений

На Урненском месторождении (в левой части разреза) в фундаменте располагается весьма однородный по своим свойствам блок, размеры которого растут с глубиной. Очевидно, внедрение магматических пород этого блока, начавшееся еще в доюрский период, и привело к формированию особенностей современного структурного плана с выклиниванием пород юрского комплекса. Усть-Тегусское месторождение расположено в зоне с отчетливо прослеживаемой периодичностью волновой картины в породах фундамента. В областях, примыкающих к мощному интрузивному блоку в фундаменте Урненского месторождения, наблюдается резкое, характерное для складок, увеличение углов наклона отражающих площадок.

Особенности тектонических процессов определили различия в составах и свойствах пород фундамента. На Урненском месторождении породы фундамента представлены в основном базальтами и андезитами магматического происхождения. На Усть-Тегусском месторождении прослеживаются метаморфизованные породы палеозойских осадочных отложений – известняков, карбонатов, глинистых сланцев.

Характерной чертой интрузивных и эффузивных магматических процессов является их периодичность во времени, продолжающаяся с различной интенсивностью в течение длительного периода времени. При этом новые интрузии проникают в ранее не затронутые участки, что определяет сложный вид локальных особенностей на рассматриваемых месторождениях, проявляющихся в частности в мелкокупольности структурных планов.

С позиции задач рассматриваемых в данной работе значимость выявленных на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях локальных особенностей строения осадочного чехла и доюрского фундамента определяется процессами, последующими за внедрением магматических пород. Представляется важным то, что охлаждение и кристаллизация магмы сопровождается появлением разуплотненных и трещиноватых зон на границах интрузивных объектов. В плане такие зоны должны тяготеть к крыльям локальных структур. И, соответственно, в этих зонах можно ожидать наличие флюидодинамической связи между коллекторами юрских отложений и трещинной системой пород доюрского фундамента.

1.4. Гидрогеологическая характеристика района

Урненское и Усть-Тегусское месторождения располагается к южной части Западно-Сибирской водонапорной системы, в вертикальном разрезе которой выделяется два гидрогеологических этажа – верхний и нижний [99].

Верхний гидрогеологический этаж объединяет отложения олигоцен-четвертичного водоносного комплекса. Комплекс содержит значительные запасы пресных подземных вод, находящихся в зоне свободного водообмена. Здесь

выделяются следующие водоносные горизонты: четвертичный, неогеновый, новомихайловский и атлымский.

Водоносный четвертичный горизонт безнапорных вод сложен супесями, суглинками, песками с гравием, галькой, торфами и характеризуется изменчивой водообильностью, величина притока зависит от литологического состава водовмещающих отложений. Мощностью комплекса до 70 м.

Водоносный неогеновый горизонт, имеющий не повсеместное распространение, приурочен к алевроитам абросимовской свиты. По химическому составу воды гидрокарбонатные со смешанным катионным составом, пресные, с минерализацией до 1 г/л, очень мягкие.

Четвертичный и неогеновый горизонты отделены от нижних глинисто-алевритовой толщей туртасской свиты суммарной мощностью до 20 м.

Водоносные новомихайловский и атлымский горизонты, находящиеся в тесной гидравлической взаимосвязи, приурочены к аллювиальным пескам с прослоями суглинков, супесей и глин, одноименных свит и заключают в себе напорные воды.

Основным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения могут рассматриваться новомихайловский и атлымский водоносные горизонты, характеризующиеся наибольшей водообильностью и защищенностью от влияния внешних факторов.

Нижний гидрогеологический этаж объединяет апт-альб-сеноманский, неокомский, берриас-валанжинский и юрский (совместно с породами палеозойского фундамента) водоносные комплексы. Подземные воды этажа, минерализованные термальные, находятся в условиях затрудненного, весьма затрудненного и местами застойного водообмена.

В связи с относительно малым количеством гидрогеологических опробований на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях, а также для представления более общей картины изменения гидрогеологических условий нижнего гидрогеологического этажа были использованы материалы по соседним площадям. Рассматриваемая область была увеличена и охватывает на востоке

Крапивинский, Первомайский лицензионные участки, на севере часть Полуньяхского на западе частично Нижнекеумский и Пихтовый лицензионные участки, на юге включает Ягыляхскую, Кулайскую, Угловскую, Тевризскую площади (рис.2.1).

Всего нижний гидрогеологический этаж по рассматриваемой области представлен 219 анализами из 105 скважин (табл. 2.1), из них по Урненскому и Усть-Тегусскому месторождениям опробовано 58 анализов в 17 скважинах.

Всего нижний гидрогеологический этаж по рассматриваемой области представлен 219 анализами (таблица 1.1), из них по Урненскому и Усть-Тегусскому месторождениям опробовано 58 анализов в 17 скважинах.

Таблица 1.1 – Количественные соотношения проб по рассматриваемой области

Возраст водовмещ. отложений	Количество			
	опробованных скважин	проанализированных проб	отбракованных проб	достоверных проб
Сеноманский	14	32	3	29
Неокомский	27	59	7	52
Ачимовский	11	18	4	14
Юрский	53	110	28	82
Всего:	-	219	42	177

Среднестатистические данные по общей минерализации проб подземных вод, содержанию основных водорастворенных компонентов, а также их нормированных (по отношению к содержанию иона хлора) значений и среднее значение отношения содержания хлора к минерализации для каждого из рассматриваемых комплексов приведены в таблице 1.2. Как видно из представленных данных подземные воды нижнего гидрогеологического этажа схожи по своему химическому составу. Преобладающими ионами являются хлор и натрий, значительно ниже содержание ионов кальция и гидрокарбоната. В еще меньшей степени в водах содержатся ионы магния, сульфата и такие микрокомпоненты, как бром, йод и бор.

Таблица 1.2 – Общая характеристика водорастворенного комплекса

<i>Компонент</i>	<i>Сеноманский</i>	<i>Неокомский</i>	<i>Ачимовский</i>	<i>Юрский</i>
<i>Минерализация</i>	18.9	18.0	17.5	23.6
<i>Натрий</i>	6659.1	5691.4	6067.2	8156.8
<i>Калий</i>	63.7	58.0	195.5	128.3
<i>Кальций</i>	520.1	1032.7	513.7	716.5
<i>Магний</i>	96.1	51.5	33.6	90.5
<i>Сульфат</i>	3.7	16.4	70.1	20.9
<i>Хлор</i>	11385.7	10569.7	9792.1	13420.6
<i>Гидрокарбонат</i>	213.9	289.8	1013.5	1162.2
<i>Йод</i>	13.1	12.0	12.6	10.6
<i>Бром</i>	50.1	49.7	44.9	63.3
<i>Бор</i>	10.3	12.5	14.4	16.3
<i>Карбонат</i>	0.0	10.4	17.0	19.7
<i>N-na</i>	0.585	0.540	0.622	0.613
<i>N-к</i>	0.523	0.006	3.162	0.009
<i>N-ca</i>	4.586	9.783	5.430	5.212
<i>N-mg</i>	0.857	0.472	0.344	0.649
<i>N-so4</i>	0.031	0.207	1.163	0.158
<i>N-Hco³</i>	1.898	2.962	11.679	9.492
<i>N-I</i>	1.107	1.150	1.413	0.800
<i>N-Br</i>	4.245	4.757	4.750	4.453
<i>N-B</i>	0.957	1.207	1.451	0.785
<i>N-Co³</i>	0.000	0.140	0.329	0.126
<i>Cl/min</i>	601.992	597.484	554.443	569.170

По Урненскому и Усть-Тегусскому месторождениям пробы водорастворенного газа не представлены. Поэтому, характеристика газовой составляющей соответствующих комплексов приводится по соседним площадям (Весенней, Густореченской, Карандашовской, Туйской и др.).

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс развит в уплотненных песках, песчаниках, алевролитах и алевролитах, сложно чередующихся с алевролитистыми глинами и редкими прослоями плотных пород покурской свиты. Мощность комплекса на рассматриваемой территории составляет 730-763 м.

Подстилающим водоупором служат глины чернореченской толщи и верхней алымской подсвиты, суммарной мощностью порядка 70 и более м.

На рассматриваемых месторождениях водоносные апт-альб-сеноманские отложения опробованы 9 пробами из четырех скважин. Гидрохимическая обстановка изучена по данным 29 проб, отобранных из 14 водозаборных скважин рассматриваемых и соседних месторождений.

По химическому составу воды хлоркальциевого типа по Сулину В.А. Минерализация варьирует от 16,1 до 24 г/л. Среднее содержание основных компонентов химического состава подземных вод комплекса составляет: натрия – 6659,1 мг/л, хлора – 11385,7 мг/л, кальция – 520,1 мг/л, магния – 96,1 мг/л, гидрокарбоната – 213,9 мг/л. Сульфаты отсутствуют или содержатся в незначительных концентрациях, карбонаты не обнаружены.

Среднее содержание в подземных водах йода 13,1 мг/л, брома – 50,1 мг/л, бора – 10,3 мг/л.

По региональным данным в изучаемом районе распространены газы метанового состава.

Неокомский водоносный комплекс сложен алевролитами и песчаниками с прослоями глин нижнеалымской подсвиты, неравномерно чередующимися песчано-алевритовыми и глинистыми пачками ванденской свиты и преимущественно глинистыми осадками с прослоями алевролитов верхней части мегионской свиты. Суммарная мощность комплекса составляет около 600м. Комплекс имеет сложное строение, обусловленное развитием внутренних водоупорных горизонтов (покачевской, урьевской и самотлорской глинистых пачек).

На изучаемых месторождениях этот водоносный комплекс не изучен. По данным близлежащих площадей воды хлоркальциевого типа (по классификации Сулина В.А.). Минерализация изменяется от 10,7 до 28.5 г/л. Основные компоненты хлор и натрий присутствуют в количестве 6247-16633 и 3345-9717,3 мг/л соответственно.

Средние значения кальция в подземных водах комплекса составляют 1032,7 мг/л, магния - 51,5 мг/л, гидрокарбоната – 289,8 мг/л, Сульфат-ион обнаружен в единичных пробах в количестве до 352 мг/л.

Из микрокомпонентов в пластовых водах присутствует йод от 1,1 до 24,5 мг/л, бром от 24,3 до 73,3 мг/л, бор от 5,0 до 25,9 мг/л.

Водорастворенные газы преимущественно метанового состава.

Подстилающим водоупором служит толща аргиллитоподобных глин средней части мегионской свиты мощностью около 80 метров.

Водоносный берриас-валанжинский комплекс развит в основании мегионской свиты и охарактеризован песчано-алеврито-глинистыми отложениями ачимовской толщи (пласты группы Ач). Мощность комплекса составляет порядка 100 м.

Пластовые воды комплекса по классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу. Значения минерализации варьируют от 9,9 до 26,3 г/л. Средняя концентрация ионов натрия составляет – 6067,2 мг/л, кальция – 513,7 мг/л, магния – 33,6 мг/л, хлора – 9792,1 мг/л, гидрокарбоната – 1013,5 мг/л, сульфат-иона 70,1 мг/л, карбонат-иона – 1013,5 мг/л.

Микрокомпонентный состав представлен ионами йода – 6,0 – 20,5 мг/л, брома – 16,7-66,8 мг/л, бора – 3,1-33,0 мг/л.

Состав водорастворенного газа метановый.

Комплекс изолирован от нижележащего глинистыми образованиями подачимовской толщи, баженовской и георгиевской свит общей мощностью около 40-70 м.

Юрский водоносный комплекс представлен неравномерным чередованием песчаников, алевролитов с прослоями и пачками глин васюганской, тюменской, горелой свит.

Воды комплекса тесно связаны с водами трещиноватых и пористых коллекторов коры выветривания фундамента и образованиями трещиноватой зоны палеозойского фундамента.

Химический состав подземных вод комплекса представлен результатами анализов двадцати восьми проб, отобранных из скважин Усть-Тегусского и Урненского месторождений. Подземные воды Урненского месторождения хлоркальциевого типа (по Сулину В.А.). Воды Усть-Тегусского месторождения

представлены большей частью гидрокарбонатно-натриевыми и хлормагниевыми водами, две пробы хлоркальциевого типа (по Сулину В.А.).

Минерализация изменяется от 12,7 до 39,4 г/л. Основные солеобразующие компоненты содержатся в следующих количествах: среднее содержание ионов натрия – 8156,8 мг/л, кальция – 716,5 мг/л, магния – 90,5 мг/л, хлора – 13420,6 мг/л, гидрокарбоната – 1162,2 мг/л (таблица 1.3). Сульфат-ион обнаружен в количествах 2-29 мг/л, карбонаты – 19,2 мг/л.

Таблица 1.3 – Общая характеристика водорастворенного комплекса в пробах подземных вод юрского комплекса

<i>Компонент</i>	<i>Кол-во</i>	<i>Минимум</i>	<i>Максимум</i>	<i>Среднее</i>	<i>σ</i>	<i>Вариация</i>
<i>Минерализация</i>	81	12.7	39.4	23.6	5.98	25.35
<i>Натрий</i>	80	2166.0	13881.0	8156.8	2238.02	27.44
<i>Калий</i>	16	50.0	240.0	128.3	57.48	44.80
<i>Кальций</i>	80	150.0	4248.0	716.5	737.25	102.89
<i>Магний</i>	80	0.0	257.8	90.5	59.48	65.70
<i>Сульфат</i>	76	0.0	237.0	20.9	45.64	217.94
<i>Хлор</i>	80	6985.0	23543.0	13420.6	3757.80	28.00
<i>Гидрокарбонат</i>	80	0.0	2025.0	1162.2	554.73	47.73
<i>Йод</i>	55	1.8	89.9	10.6	13.54	127.49
<i>Бром</i>	55	5.1	228.0	63.3	35.15	55.52
<i>Бор</i>	47	5.0	51.9	16.3	9.37	57.30
<i>Карбонат</i>	39	0.0	336.0	19.7	65.87	334.50
<i>N-na</i>	80	0.235	0.701	0.613	0.076	12.386
<i>N-к</i>	21	0.000	0.024	0.009	0.007	71.872
<i>N-ca</i>	80	0.874	36.226	5.212	5.567	106.809
<i>N-mg</i>	80	0.000	1.268	0.649	0.349	53.798
<i>N-so4</i>	76	0.000	1.769	0.158	0.335	212.213
<i>N-Hco³</i>	80	0.000	24.828	9.492	5.584	58.823
<i>N-I</i>	56	0.000	6.346	0.800	0.949	118.661
<i>N-Br</i>	56	0.000	12.309	4.453	1.925	43.244
<i>N-B</i>	73	0.000	2.561	0.785	0.716	91.210
<i>N-Co³</i>	41	0.000	2.045	0.126	0.427	338.097
<i>Cl/min</i>	80	500.583	612.405	569.170	26.603	4.674

Среднее содержание микрокомпонентов: йода – 10,6 мг/л, брома – 63,3 мг/л, бора – 16,3 (табл. 1.6).

Состав водорастворенного газа в рассматриваемом районе – преимущественно метановый.

При рассмотрении гидрохимического состава подземных вод юрских отложений Урненского и Усть-Тегусского месторождений можно отметить, что воды имеют различия по содержанию отдельных компонентов химического состава, а так же относятся к разным типам по классификации Сулина В.А.

Так подземные воды месторождений по средним значениям данных химического состава по комплексу, близки по показателю рН, по величине минерализации и соответственно по основным компонентам – натрию и хлору (таблица 1.4). Воды Урненского месторождения относительно вод Усть-Тегусского характеризуются повышенным содержанием кальция и сульфата и пониженной концентрацией гидрокарбоната.

Таблица 1.4 – Средние значения данных химического состава подземных вод юрского горизонта по месторождениям

<i>Компонент</i>	<i>Урненское</i>		<i>Усть-Тегусское</i>	
	<i>Кол-во</i>	<i>Среднее</i>	<i>Кол-во</i>	<i>Среднее</i>
<i>pH</i>	7	6.62	19	6.94
<i>M</i>	9	23.81	19	22.51
<i>Na</i>	9	7589.89	19	8070.72
<i>Ca</i>	9	1398.56	19	320.46
<i>Mg</i>	9	99.29	19	112.67
<i>SO4</i>	9	79.11	19	13.85
<i>Cl</i>	9	14067.56	19	12314.37
<i>HCO3</i>	9	611.33	19	1688.47
<i>I</i>	4	33.35	1	4.80
<i>Br</i>	4	61.78	1	44.90
<i>B</i>	1	18.77	0	
<i>CO3</i>	4	3.00	2	12.00
<i>N-na</i>	9	0.538	19	0.657
<i>N-к</i>	3	0.005	0	
<i>N-ca</i>	9	10.086	19	2.582
<i>N-mg</i>	9	0.677	19	0.915
<i>N-so4</i>	9	0.552	19	0.109
<i>N-Hco3</i>	9	4.191	19	14.048
<i>N-I</i>	6	1.605	0	0.044

<i>Компонент</i>	<i>Урненское</i>		<i>Усть-Тегусское</i>	
	<i>Кол-во</i>	<i>Среднее</i>	<i>Кол-во</i>	<i>Среднее</i>
<i>N-Br</i>	6	3.003	0	0.408
<i>N-B</i>	6	0.195	19	0.000
<i>N-Co3</i>	6	0.015	0	
<i>Cl/min</i>	9	592.128	19	545.740

По классификации Сулина В.А. подземные воды юрских отложений Урненского месторождения имеют хлоркальциевый тип. Воды Усть-Тегусского месторождения представлены большей частью гидрокарбонатно-натриевыми и хлормагниевыми водами, две пробы хлоркальциевого типа (по Сулину В.А.), причем вариации компонентов в анализах небольшие (таблица 1.5). По скважине 116 Усть-Тегусского месторождения отмечается смена типа вод с глубиной от хлоркальциевого, хлормагниевого до гидрокарбонатно-натриевого.

Таблица 1.5 – Данные химического состава подземных вод юрского горизонта по Усть-Тегусскому месторождениям

Скв	Интервал опробования , м	pH	M	Na	Ca	Mg	SO 4	Cl	HCO3	По Сулин у
114	2427-2466	7	36.5 0	1340 0	46 0	16 0	38	2100 0	1590	ХМ
114	2474-2478	6.8	22.6 0	8150	23 0	13 0	11	1222 0	1900	ГКН
114	2474-2478	6.8	22.2 0	7960	27 0	90	11	1187 0	1950	ГКН
114	2488-2501, 2503-2506	7.1 5	22.6 0	8200	23 0	90	29	1222 0	1810	ГКН
114	2511-2517	6.9	21.4 0	7690	21 0	13 0	11	1150 0	1850	ГКН
114	2511-2517	7	21.4 0	7680	22 0	13 0	11	1150 0	1830	ГКН
114	2511-2517	7	21.5 0	7730	25 0	10 0	14	1154 0	1900	ГКН
114	2525-2538	7.0 5	20.7 0	7500	20 0	10 0	5	1117 0	1720	ГКН
114	2525-2538	6.9	20.7 0	7500	21 0	80	5	1117 0	1750	ГКН

114	2525-2538	6.8 5	20.5 0	7500	19 0	10 0	21	1117 0	1560	ГКН
116	2458-2460	6.6 5	24.6 0	8680	46 0	17 5	16	1400 0	1490	ХК
116	2485-2529	6.9	23.0 0	8000	52 0	12 0	12	1270 0	1540	ХК
116	2485-2529	6.9	23.0 0	8000	52 0	13 0	12	1270 0	1540	ХМ
116	2485-2529	7.1 5	22.4 0	7800	51 0	13 0	15	1240 0	1510	ХМ
116	2485-2529	6.6	23.0 0	8000	51 0	13 0	15	1270 0	1540	ХМ
116	2553-2563	6.9 5	21.1 0	7660	21 5	73	13	1100 0	1800	ГКН
116	2553-2563	7	20.8 0	7540	22 4	73	16	1100 0	1800	ГКН
110p	2470-2479	7.8	19.3	7246	23 9	66	2	1100 5	1293	ГКН
1p	2498-2555	6.5	20.5	7108	42 1	13 4	6	1110 8	1708	ХМ

Для анализа гидрохимических данных по площади была построена серия карт (рис. 1.6-1.7), распространения минерализации, содержания гидрокарбоната и магния в подземных водах юрских отложениях [10, 9, 11, 35, 42, 45].

С северо-запада на восток территории протягивается зона пониженных значений (до 25 г/л) минерализации подземных вод юрских отложений. Увеличение этого параметра отмечается на северо-восток и в южном направлении более 32г/л (рисунок 1.6). В пределах Урненского месторождения отмечается увеличение минерализации от центральной части (менее 20 г/л) к юго-востоку участка до 28 г/л. Усть-Тегусское месторождение по значениям минерализации находится в зоне до 25 г/л.

В содержании гидрокарбоната в подземных водах рассматриваемого участка, наблюдается область повышенных значений (более 1500 мг/л) протягивающаяся с севера на запад, захватывая большую часть Усть-Тегусского месторождения (рисунок 1.7). Урненское месторождение характеризуется меньшими концентрациями гидрокарбоната в водах – от 200 мг/л до 1000 мг/л.

По содержанию магния в подземных водах отмечается тенденция изменения параметра подобная распространению минерализации (рисунок 1.8). Усть-Тегусское месторождение характеризуется концентрацией магния от 80 мг/л до 160 мг/л, в пределах Урненского месторождения отмечается увеличение магния в юго-восточном направлении от 20 мг/л до 160 мг/л.

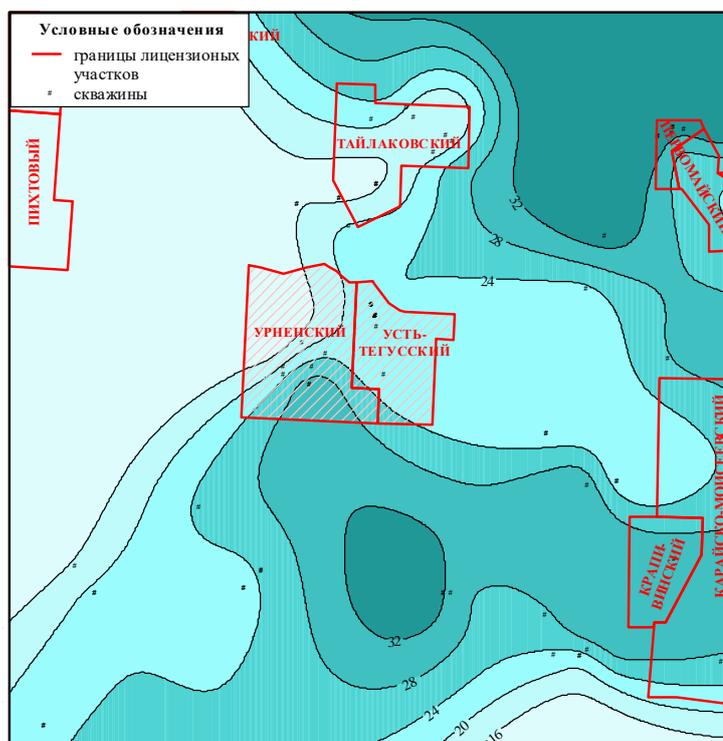


Рисунок 1.6 – Распределение минерализации подземных вод юрского комплекса

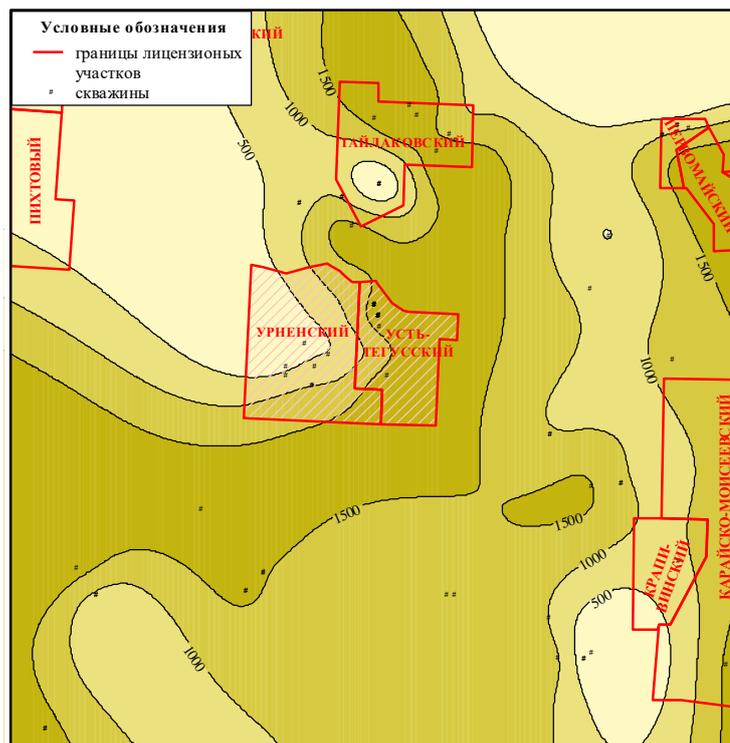


Рисунок 1.7 – Распределение содержания гидрокарбоната в подземных водах юрского комплекса

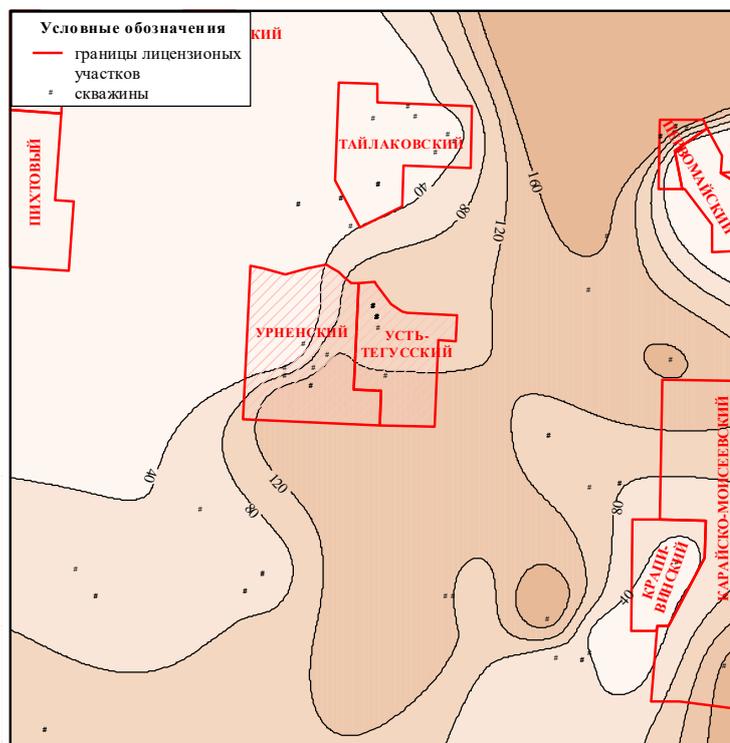


Рисунок 1.8 – Распределение содержания магния в подземных водах юрского комплекса

Представленные данные по гидрогеохимическому облику подземных вод на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях, а также в их окрестности свидетельствуют о том, что в целом воды нижнего водоносного комплекса имеют во многом схожий вид резко отличающий их от практически пресных вод верхнего этажа.

Вместе с тем в составе водорастворенного комплекса подземных вод юрских отложений, к которым приурочены месторождения углеводородов имеют место значительные различия, проявляющиеся в содержании ионов калия и гидрокарбоната. По существующим классификациям воды юрского комплекса Урненского и Усть-Тегусского месторождений относятся к разным группам, что свидетельствует о существенной разнице в процессах, определяющих не только состав подземных вод, но и свойства продуктивных отложений.

Наличие гидрокарбонатно-натриевых вод в водах юрских отложений Усть-Тегусского месторождения свидетельствует о воздействии мощных факторов, связанных с движением подземных вод. Это может быть обусловлено отжатием вод из глинистых нефтематеринских пород. Другая, как представляется более вероятная причина, состоит в проникновении обогащенных углекислотой вод из пород доюрского фундамента. В пользу этого фактора свидетельствует различие состава доюрских пород на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях. Если на первом подстилающие породы представлены в значительной степени базальтами, то на втором широкое распространение имеют карбонаты.

1.5 Геотермические условия

Для расчета пластовых температур по поисково-разведочным скважинам использовался метод расчета естественного теплового потока, изложенный в работе [52]. Суть метода заключается в использовании достоверных замеров температур для расчета глубинного теплового потока и последующего расчета распределения температур по разрезу [72]. Для того чтобы рассчитать величину теплового потока в скважине, данным методом, необходим хотя бы один замер температуры в ней, а также информация по рядом расположенным опорным

скважинам (формулы 1 и 2). Под опорной понимается скважина, в которой известны величина теплового потока и температура на глубине нейтрального слоя (500 метров).

$$T(h) = \frac{1}{\alpha} \left\{ -1 + [1 + \alpha(T(h_0) - T_{ст})] \times \exp \left(-\alpha q \int_{h_0}^h \frac{1+\beta(x)}{\lambda(x)} dx \right) \right\} + T_{ст} \quad (1)$$

$$\lambda = \lambda_{ст} / [1 + \alpha(T - T_{ст})]$$

$T_{ст} = 20^{\circ}\text{C}$

h – глубина

β – параметр нестационарности геотемпературных полей.

λ – теплопроводность

α – некоторый коэффициент, изменяющийся в пределах $(1/5)10^{-3}\text{K}^{-1}$

Линейная зависимость теплового потока и температуры нейтрального слоя по близкорасположенным скважинам

$$T_0 = T_{оп} + \gamma(q - q_{оп}) \quad (2)$$

T_0 – температура нулевого слоя в расчётной скважине

$T_{оп}$ – температура нулевого слоя в опорной скважине

q – величина теплового потока в расчётной скважине

$q_{оп}$ – величина теплового потока в опорной скважине

$\gamma = 0.33 \cdot 10^3 \text{ (K} \cdot \text{м}^2/\text{Вт)}$

В качестве фактического материала использовались замеры температур по 51 поисково-разведочным скважинам Урненского и Усть-Тегусского месторождений, а так же близкорасположенным площадям (Болотная, Пихтовая, Южно-Пихтовая, Тайлаковская и Тямкинская). В результате обработки имеющейся информации было получено распределение глубинного теплового потока территорий Урненского и Усть-Тегусского месторождений (рисунок 1.9). Установлено, что значения глубинного теплового потока варьируют в пределах 57-69 мВт/м² на Урненском и 54-67 мВт/м² на Усть-Тегусском месторождениях. Довольно отчетливо выделяется положительная аномалия в центральных частях месторождений достигающая 66-69 мВт/м² при фоновых значениях на крыльях 54-57 мВт/м², что согласуется с глубинным рельефом кровли палеозойского фундамента.

Таким образом, используя полученные значения величин теплового потока стал возможным расчет температур в осадочном чехле по всей изучаемой территории. Характер распределения температур по разрезу показан на рисунке 1.10, а в плане по серии карт распределения температур по кровлям сеноманского,

неокомского, юрского горизонтов и палеозойского фундамента на рисунке 1.11. Средняя температура по кровле сеноманских и кровле неокомских отложений относительно стабильна и равна 33°C ($29\text{-}37^{\circ}\text{C}$) и 55°C ($47\text{-}60^{\circ}\text{C}$) соответственно (рисунок 1.11а и 1.11б).

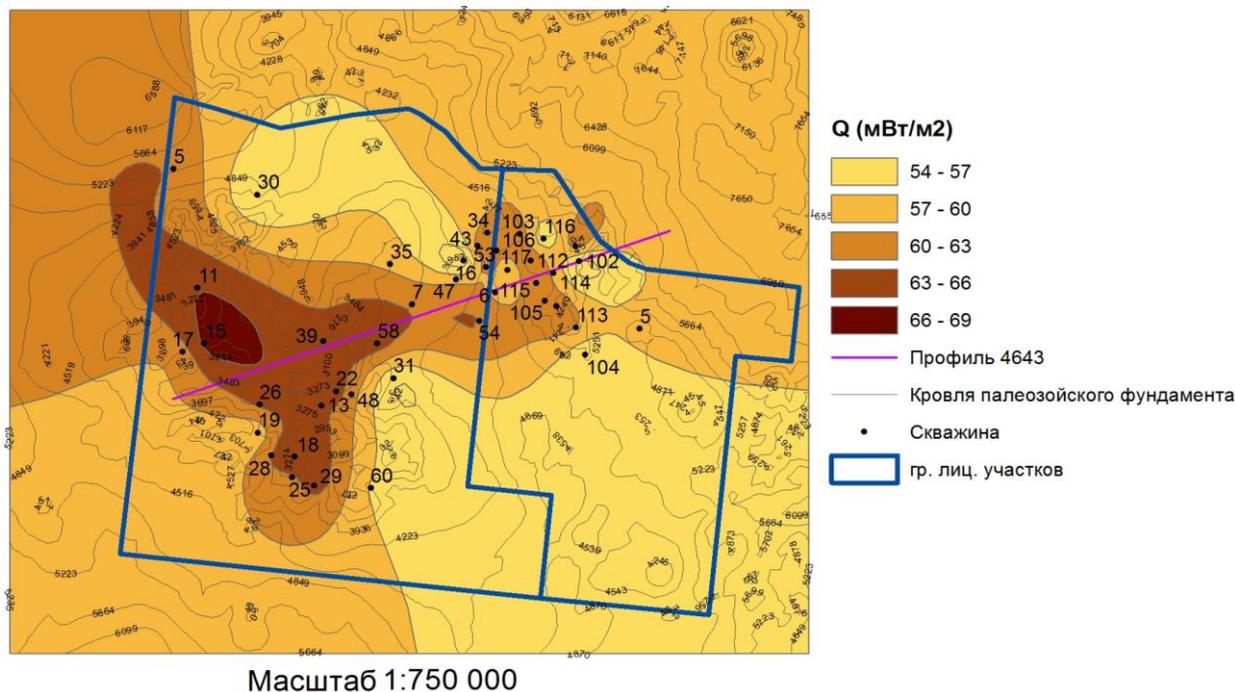


Рисунок 1.9 – Карта распределения теплового потока

Разброс температур по кровле юрских отложений (рисунок 1.11в) достаточно велик от 73 до 87°C , в среднем же порядка 82°C , а по кровле палеозойского фундамента (рисунок 1.11г) от 78 до почти 91°C , в среднем 85°C . На всех рисунках отмечается преобладание высоких температур в центральной части Урненского месторождения. Анализ разреза выявил неоднородность температур на территории Усть-Тегусского месторождения. На Урненском месторождении температуры достаточно четко контролируются структурным планом, в то время как на Усть-Тегусском месторождении наблюдается более сложная картина в распределении температур.

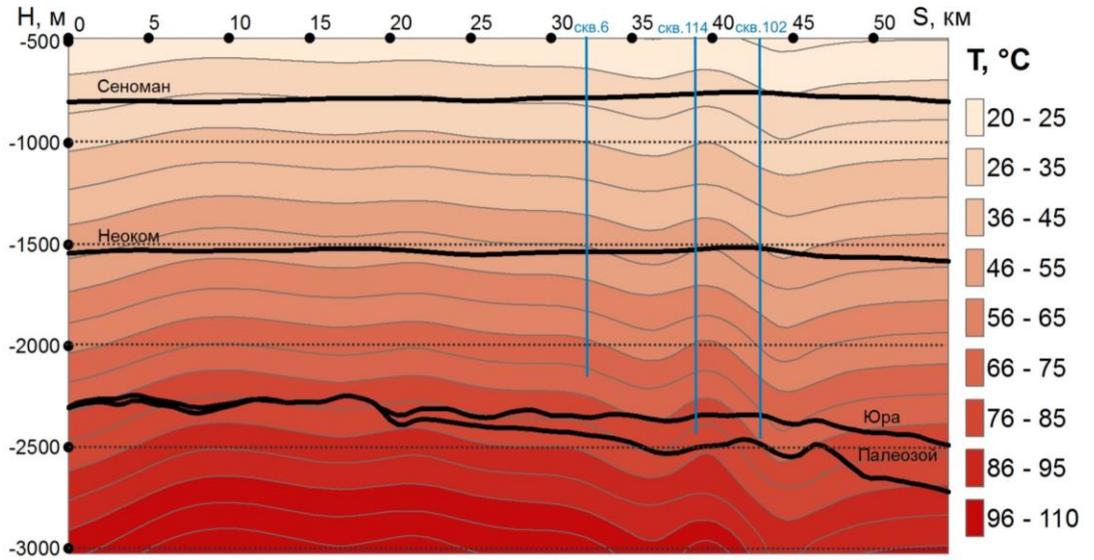
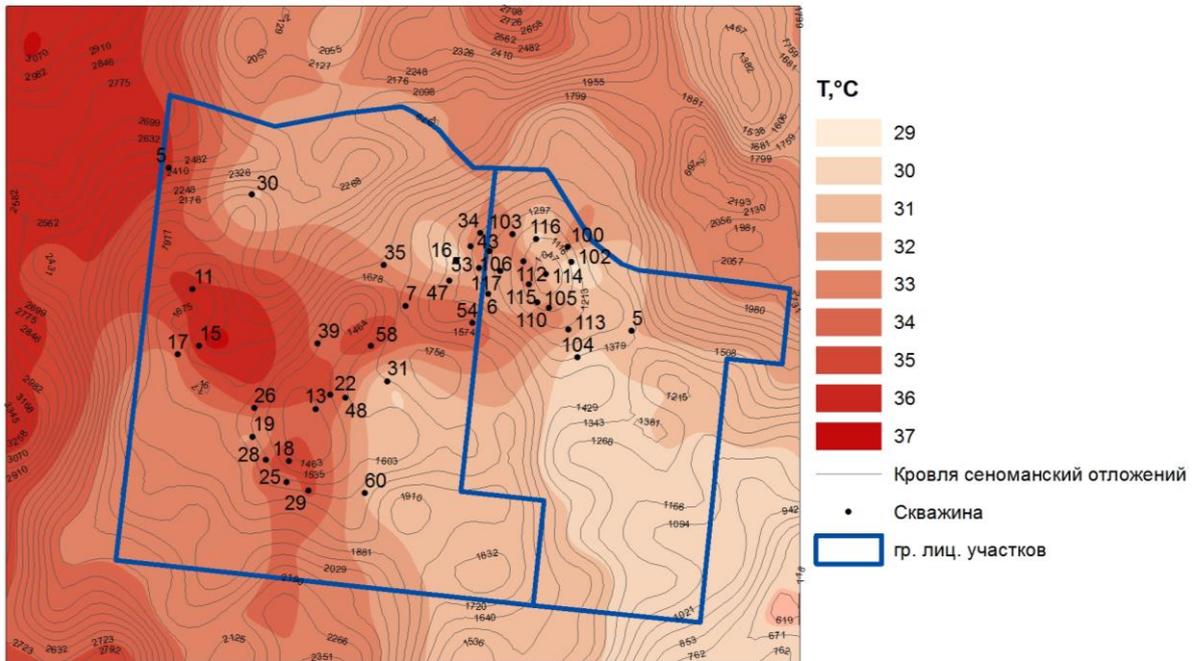
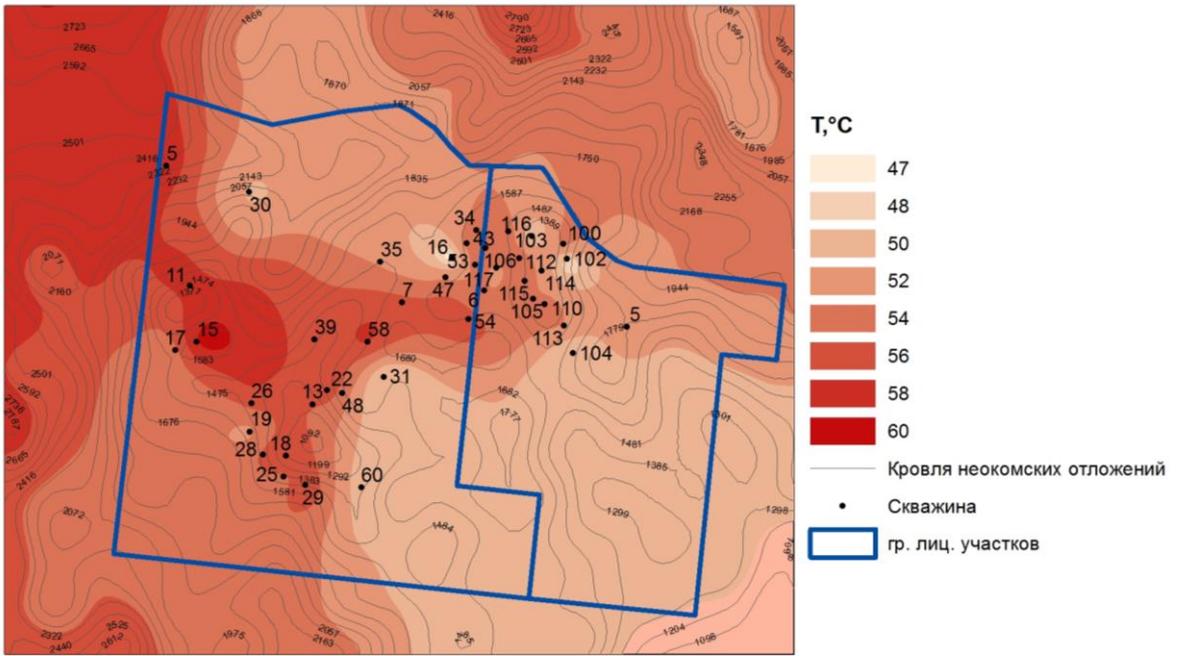


Рисунок 1.10 – Температурный разрез по профилю 4643

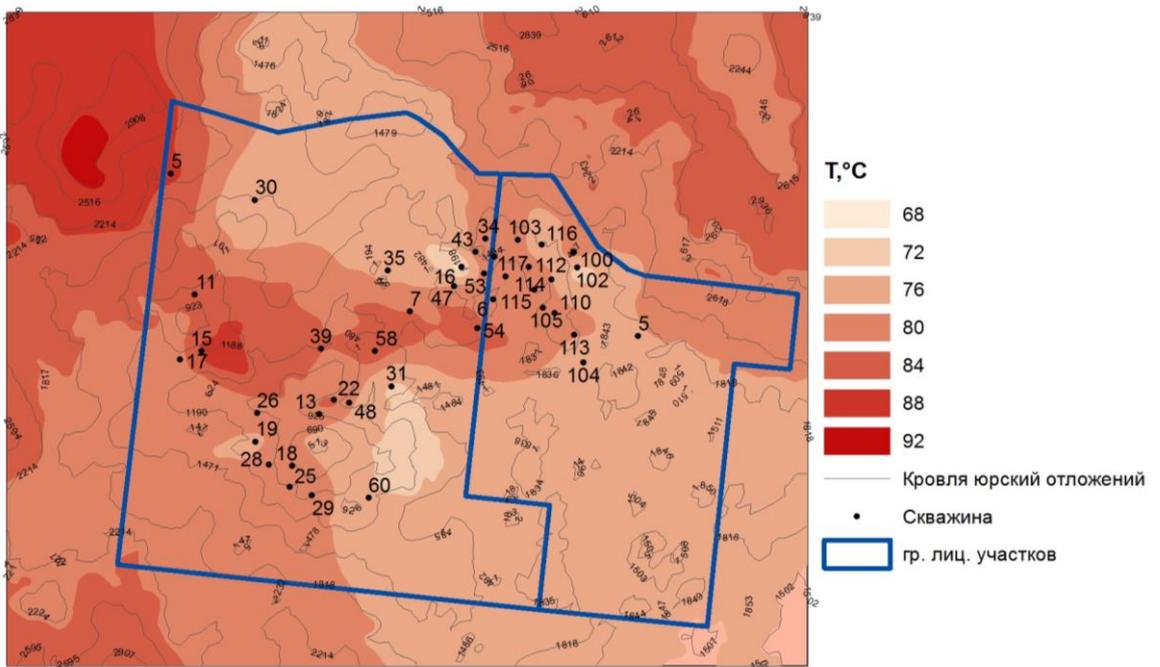


Масштаб 1:750 000

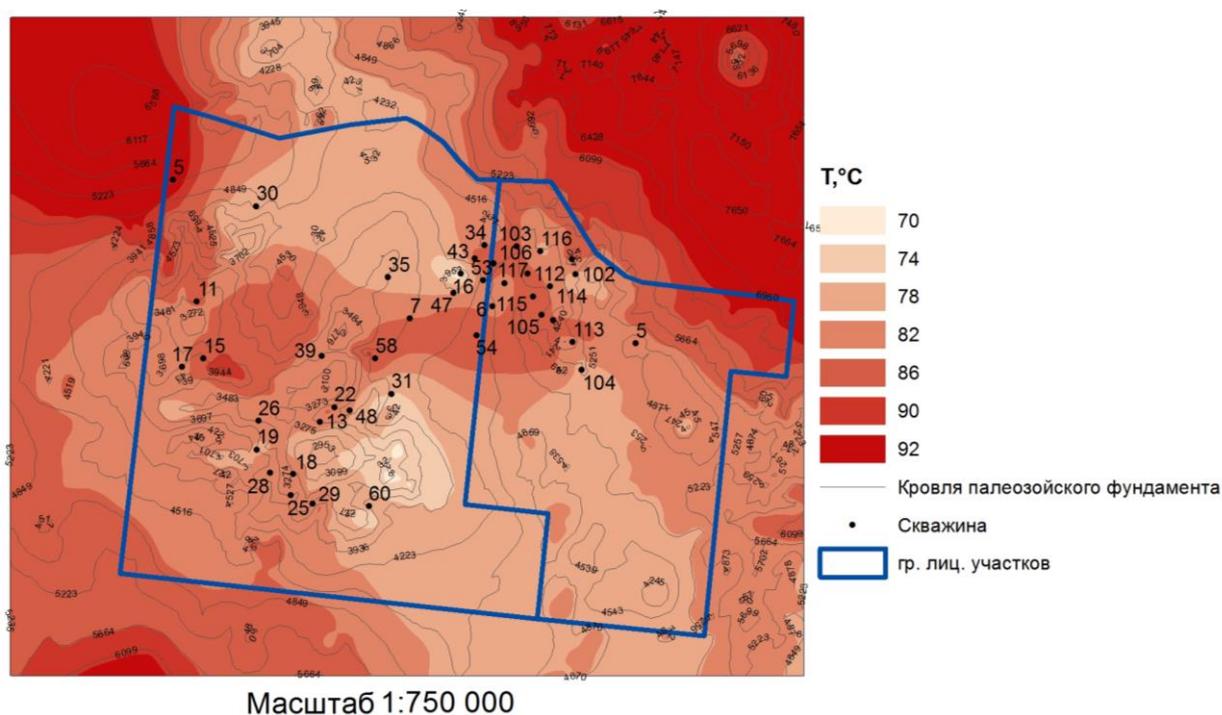
(a)



(б)



(в)



(г)

Рисунок 1.11 – Распределение температур по кровлям сеноманского (а), неокомского (б), юрского (в) и палеозойского (г) горизонтов на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях

Таким образом, представленные выше данные о геологическом строении Урненского и Усть-Тегусского месторождений свидетельствуют о существенности воздействия тектонических процессов на наблюдаемые литологические и структурные особенности. В частности тектоническими процессами обусловлены различия в глубинах залегания продуктивных отложений и разница в наличии и выдержанности юрских отложений на месторождениях. Явно прослеживаются различия в свойствах подстилающих пород на рассматриваемых месторождениях.

Состав пород фундамента свидетельствует об активном и длительном проявлении интрузивных и эффузивных магматических процессов на территории рассматриваемых месторождений и прилегающих районов. При этом отчетливо прослеживается неоднородность происходивших процессов, приведших к

сложному характеру как структурного плана кровли фундамента и продуктивных пластов юрского комплекса, так и в свойствах пород фундамента.

Материалы определений химического состава подземных вод осадочного чехла на рассматриваемых месторождениях и прилегающих районов показывают, что в составе водорастворенного комплекса подземных вод юрских отложений имеют место значительные различия, проявляющиеся в содержании ионов калия и гидрокарбоната. По существующим классификациям воды юрского комплекса Урненского и Усть-Тегусского месторождений относятся к разным группам, что свидетельствует о существенной разнице в процессах, определяющих не только состав подземных вод, но и свойства продуктивных отложений.

Результаты геотермических исследований свидетельствуют о тесной связи в распределении температур и глубинным строением месторождений. Отмечается более сложная геотемпературная картина на Усть-Тегусском месторождении с высокой вариативностью температурных данных.

2 ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА

Создание надежных геологических моделей строения залежей углеводородов является важной задачей исследований в процессе поисково-разведочных и эксплуатационных работ. В условиях Западной Сибири в настоящее время актуальными становятся вопросы несоответствия модельных представлений об однородном типе коллектора, преимущественно используемыми в проектах разработки месторождений, реальным условиям продуктивных пластов характеризующихся сложностью строения коллекторов, что напрямую влияет на эффективность добычи углеводородов [86, 96, 98, 13].

Так, проводимые геолого-промысловые исследования длительно разрабатываемых залежей, а также применяемые современные методы интерпретации геофизических наблюдений свидетельствуют о сложном блоковом строении нефтегазоносных резервуаров [24, 14, 17, 125, 121]. Выявляется значительная роль трещиноватости пород и дизъюнктивной тектоники в процессах эксплуатации залежей не только в плотных карбонатных породах, но и в песчаниках, традиционно относящихся к коллекторам порового типа [14]. Отметим так же, что эти вопросы активно изучаются не только в России, но и за рубежом [132, 133, 128 и др.].

Для эффективной эксплуатации объектов со сложной морфологией, интенсивной дизъюнктивной нарушенностью и блоковым строением требуется научно обоснованная и надежная модель. В настоящей работе рассмотрены особенности геодинамической обстановки Урненского и Усть-Тегусского месторождений, которая характеризуются существенным воздействием тектонических факторов и осложняется мощными интрузивными, и эффузивными процессами [119, 63, 64, 65, 74].

2.1 Выделение нарушений по результатам сейсмических исследований

На рисунке 2.1 приведены результаты интерпретации сейсмических исследований [119] по кровле доюрского фундамента на Урненском месторождении, которые свидетельствуют о приуроченности нарушений к

крыльям структур (тёмными участками отмечены пониженные области, светлыми – повышенные).

В целом выявленные особенности геологического строения Урненского и Усть-Тегусского месторождений свидетельствуют о существенности воздействия тектонических факторов, продолжительных во времени и сформировавших сложную систему динамически-напряженных зон, прослеживаемых не только в кристаллическом фундаменте, но частично проникающих в юрский и неокомский комплексы.



Рисунок 2.1– Выделение разрывных нарушений Урненского месторождения (авторы: Личагина Л.А., Судакова В.В., Хасанов Р.Н., 2001 г.) [119]

2.2 Морфоструктурный анализ территории

Для определения геометрии разрывных нарушений и их фильтрационных особенностей был применён метод линеаментного анализа [73], который заключается в сопоставлении особенностей рельефа изучаемых областей с их глубинным строением с учетом того, что ландшафтно-рельефная картина дневной поверхности является результатом унаследования структуро-формирующих геодинамических процессов в осадочном чехле и фундаменте. Совместно с аэрокосмогеологической информацией исследования включают и анализ геолого-промысловой информации по рассматриваемой территории, что необходимо для

оценки влияния и роли геодинамических процессов в формировании осадочного чехла и объяснения механизма формирования сложнопостроенных залежей.

Нахождение линеаментов на топографических картах является одним из главных критериев выделения динамически-напряженных зон (ДНЗ), которые могут быть свидетельством нарушенности залегания пород. Это определено тем, что в результате эрозионных процессов, происходящих на дневной поверхности, формируются сглаженные, нелинейные формы структурных элементов, соответственно, линейные элементы на картах свидетельствуют о преобладании тектонических процессов над эрозионными. Накопленный значительный опыт свидетельствует об эффективности практического применения получаемых результатов [102, 40, 126, 130, 131].

На рисунке 2.2 представлена карта геодинамического районирования территории Урненского и Усть-Тегусского месторождений построенная в результате линеаментного анализа, проведённого Мартыновым О.С. и автором работы [73]. Светлым частям соответствуют пониженные области рельефа, тёмным – повышенные. Морфоструктурный анализ выявил существенные различия в строении Урненского и Усть-Тегусского месторождений, что находит подтверждение в различии гидрографической сети на их территории (в пределах Усть-Тегусского месторождения протекает река Демьянка и еще несколько малых рек). Следует отметить более высокую плотностью линеамаентов на Усть-Тегусской площади, что отражает мелкокупольность строения глубоких горизонтов, характеризующихся менее системным, более хаотичным внедрением интрузивов и, соответственно, более сложной картиной в расположении ослабленных зон.

Таким образом, динамически-напряжённые зоны, выявленные в результате линеаментного анализа, имеют преимущественно северо-западное и северо-восточное направления.

На рисунке 2.3 выделенные динамически-напряженные зоны совмещены с результатами интерпретации сейсмических исследований. Конечно, ввиду воздействия эрозионных процессов на рельеф дневной поверхности и более

сильного влияния (по сравнению с залегающими выше пластами) геодинамических факторов на структурный план фундамента, их структуры значительно различаются. Тем не менее, прослеживается связь в расположении ДНЗ с плотностью и направленностью тектонических нарушений доюрских отложений. Блоки В, С, F и G находятся в относительно повышенной зоне по сравнению с остальными выделенными областями, однако эти зоны значительно различаются друг от друга. Зона В характеризуется высокой плотностью тектонических нарушений преимущественно северо-восточной ориентации, в то время как, рядом расположенная зона F отличается более редкими нарушениями, имеющими, в основном, западно-восточное направление.

Граница между блоками В и G проходит по линии нарушений, а сами блоки различаются как частотой, так и большим разнообразием в направлениях нарушений зоны G. Блок С слабонарушен относительно зоны В и отличается северо-западной направленностью тектонических нарушений. Подобная ориентация нарушений проявляется и в блоке А. Кроме того динамически-напряжённая зона, проходящая между блоками Е и В, достаточно точно совпадает с выявленными тектоническими нарушениями и проходит в схожем северо-восточном направлении. Аналогичная схожесть ориентации ДНЗ проявляется между блоками С и D. Существующая связь между построенной разломно-блоковой моделью, выявленной по результатам интерпретации топографической информации, и глубинным строением изучаемых месторождений подтверждает надёжность определения выявленных динамически-напряженных зон.

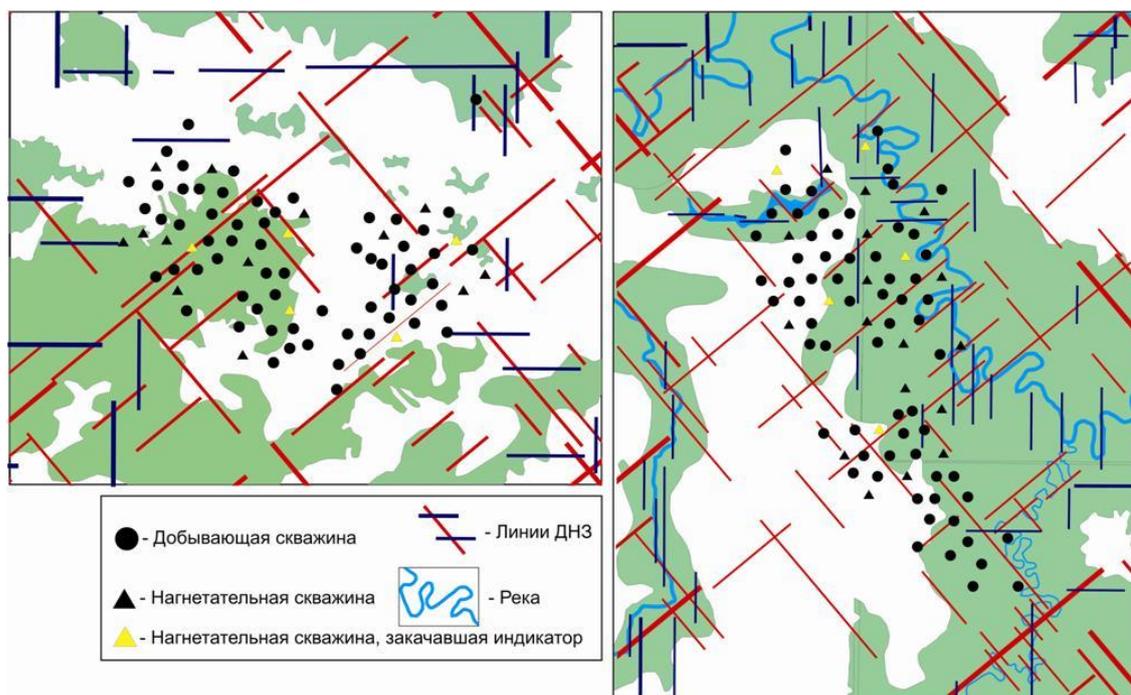


Рисунок 2.2 – Карты геодинамического районирования Урненского (слева) и Усть-Тегусского (справа) лицензионных участков (2009 г.)

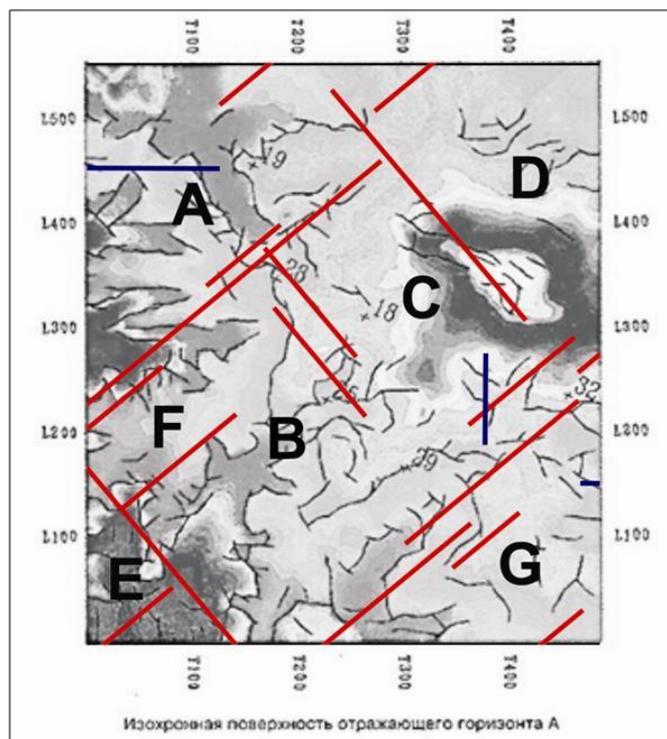


Рисунок 2.3 – Результаты интерпретации сейсмических исследований на Урненском месторождении с нанесёнными линиями ДНЗ

Выделенные зоны могут являться своего рода экранами (с низкими значениями проницаемости) или, наоборот, зонами с высокими значениями пористости и проницаемости, что может напрямую влиять на характер и результат работы, как добывающих так и нагнетательных скважин. Таким образом, выявление динамически-напряженных зон может эффективно применяться для уточнения геологического строения и систематизации разработки месторождений, что в конечном итоге должно быть использовано для прогнозирования, а также диагностики нефтегазоносности отложений осадочного чехла в пределах выделяемых тектонических блоков.

Трещинные дислокации фиксируются различными геолого-геофизическими методами [32, 33] и оказывают значительное влияние на процессы разработки залежей и результативность применяемых методов интенсификации добычи. Выявление природных и техногенных трещинных зон неразрывно связано с неоднородностью пород нефтегазонасыщенных комплексов и существованием в пределах месторождений разномасштабных блоков и структур их разграничения - межблоковых зон.

2.3. Сопоставление результатов морфоструктурного анализа с трассерными исследованиями

Трассерный (индикаторный) метод позволяет изучать фильтрационные потоки в межскважинном пространстве. Он основан на добавке меченого вещества в нагнетаемую в пласт жидкость и прослеживании выхода метки вместе с добываемой продукцией. При этом «трассируются» реальные фильтрационные потоки, обусловленные как особенностями геологического строения пласта, так и текущим режимом разработки месторождений.

Объектом исследования является межскважинное пространство участка, состоящее из исследуемых нагнетательных скважин и окружающих их контрольных добывающих скважин. Всего было протрассировано 10 нагнетательных скважин (5 на Урненском и 5 на Усть-Тегусском месторождениях) и 65 контрольных добывающих скважин (37 на Урненском и 28 на Усть-Тегусском).

Реальные фильтрационные процессы в межскважинном пространстве зависят от геологических и техногенных неоднородностей. Геологическая неоднородность - это неоднородность, обусловленная особенностями геологического строения пласта (в том числе наличием различных нарушений целостности в строении и залегании пласта), то есть неоднородность статическая. Техногенная неоднородность вызвана расположением и режимами работы скважин, особенностями воздействия на пласт, то есть неоднородность динамическая. Следствием техногенной неоднородности является появление в продуктивной толще рассматриваемого объекта каналов или «трещин» за счет созданных репрессий на пласт. Описываемые трубки тока, как правило, образуются в призабойной зоне отдельной нагнетательной скважины и распространяются в радиусе не более 50 м, являясь проводящим звеном в системе «нагнетательная скважина – пласт». Зачастую данные каналы, за счет наличия гидродинамического взаимодействия с естественной «трещиноватостью» горной породы, образуют проводящие системы с аномально низким фильтрационным сопротивлением, способные переносить вещество – трассер на значительные расстояния за относительно короткий временной интервал (от 6÷12 часов до нескольких суток с момента ввода индикатора в пласт). Важное значение в данном случае имеет понимание того, на сколько существенен вклад подобной галереи в добываемом объеме воды той или иной скважины. Учитывая причины возникновения и характер техногенных проницаемых систем, в большинстве случаев их производительность по воде ничтожно мала и в конечном итоге их работа не является основным источником роста параметра обводненности контрольных скважин. Фильтрующееся через описываемые системы количество трассера в массовом отношении составляет порядка 0,1÷0,0001% суммарного извлеченного по той или иной скважине за период наблюдения.

Наибольший практический интерес с точки зрения распределения фильтрационных потоков в залежи приобретают системы каналов, работа которых наблюдается спустя длительный временной интервал с момента ввода трассера в пласт (более 40 – 60 суток). В данный период, как правило, начинают

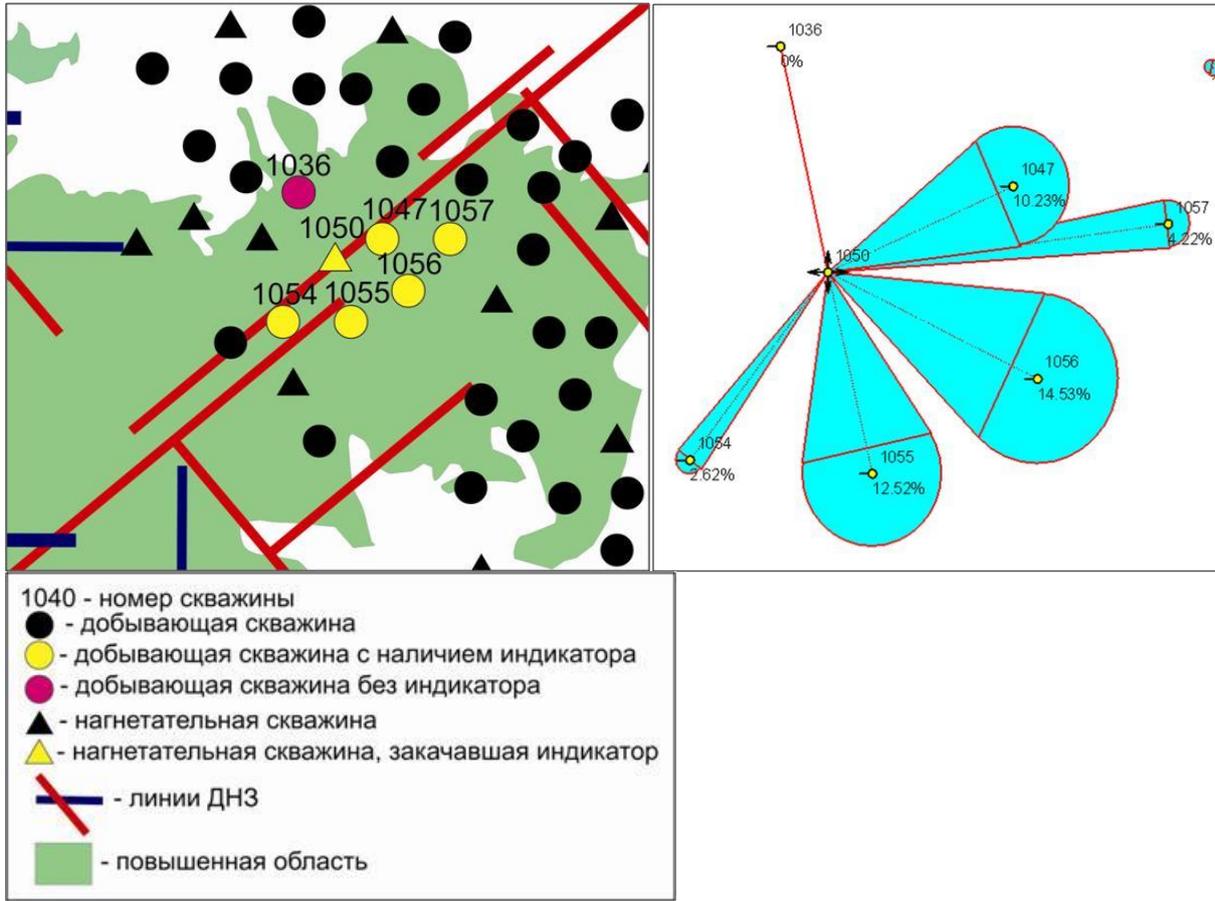
проявляться трубки тока, составляющие относительно мощные прослои, не связанные с техногенной «трещиноватостью».

Таким образом, основным объектом приложения трассерного метода является фильтрационная неоднородность межскважинного пространства нефтяного пласта, как некий обобщенный показатель геологической и технологической неоднородностей.

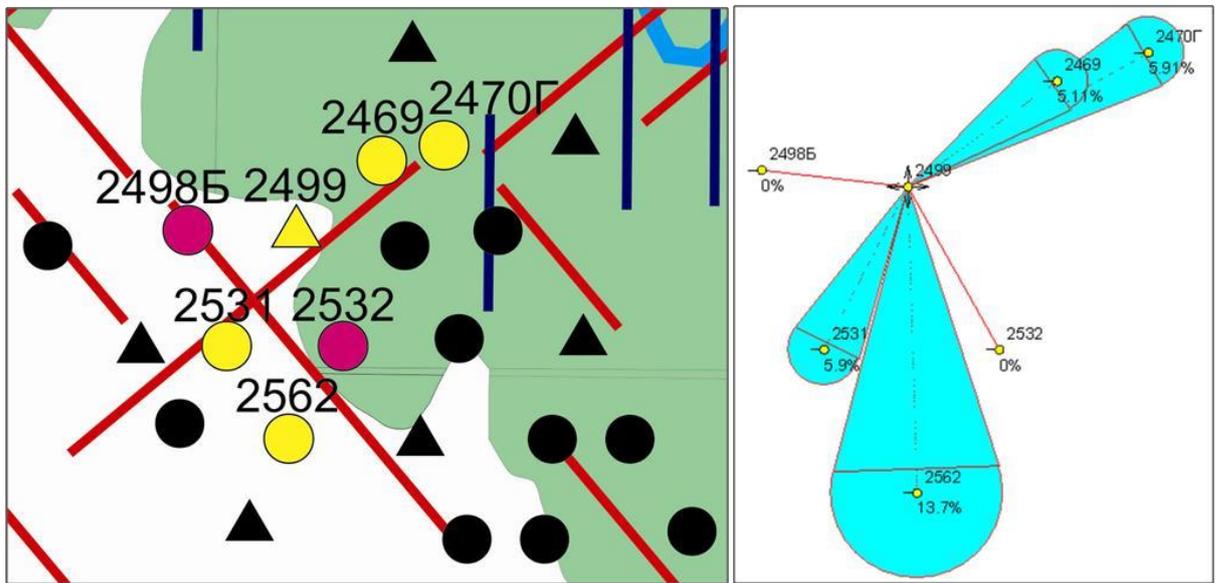
Используя закон Дарси, исходя из скорости фильтрации, перепада давления, вязкости воды, а также расстояния между скважинами рассчитываются значения проницаемости фильтрационного канала или пути, по которому прошла меченая индикатором вода от нагнетательной к добывающим скважинам.

По результатам проведенных трассерных исследований пласта Ю₁ Урненского и пласта Ю₂ Усть-Тегусского месторождений установлена хорошая степень развитости и распределения каналов и систем каналов повышенной проводимостью. Диапазон рабочих значений проницаемости каналов, осуществлявших основной массоперенос трассера в ряде случаев превышает проектный уровень в 10÷1000 раз. В результате интерпретации рассчитанных параметров определено отсутствие прорывного движения нагнетаемой в пласт воды на аномально высоких скоростях (свыше 100 м/сут).

На рисунках 2.4 и 2.5 приводятся результаты сопоставительного анализа построенной разломно-блоковой моделью и имеющимися результатами трассерных исследований [70, 71]. Так, контрольные добывающие скважины 1054, 1047, 1055, 1056, 1057, находящиеся на линиях ДНЗ имеют с ними схожие направления фильтрационных потоков, а также характеризуются высоким процентом выноса трассера закаченного в нагнетательную скважину 1050 (рисунок 2.4а). Схожие картины прослеживаются и в проведенных индикаторных исследованиях в нагнетательных скважинах 2499 Усть-Тегусского месторождения (рисунок 2.4б).

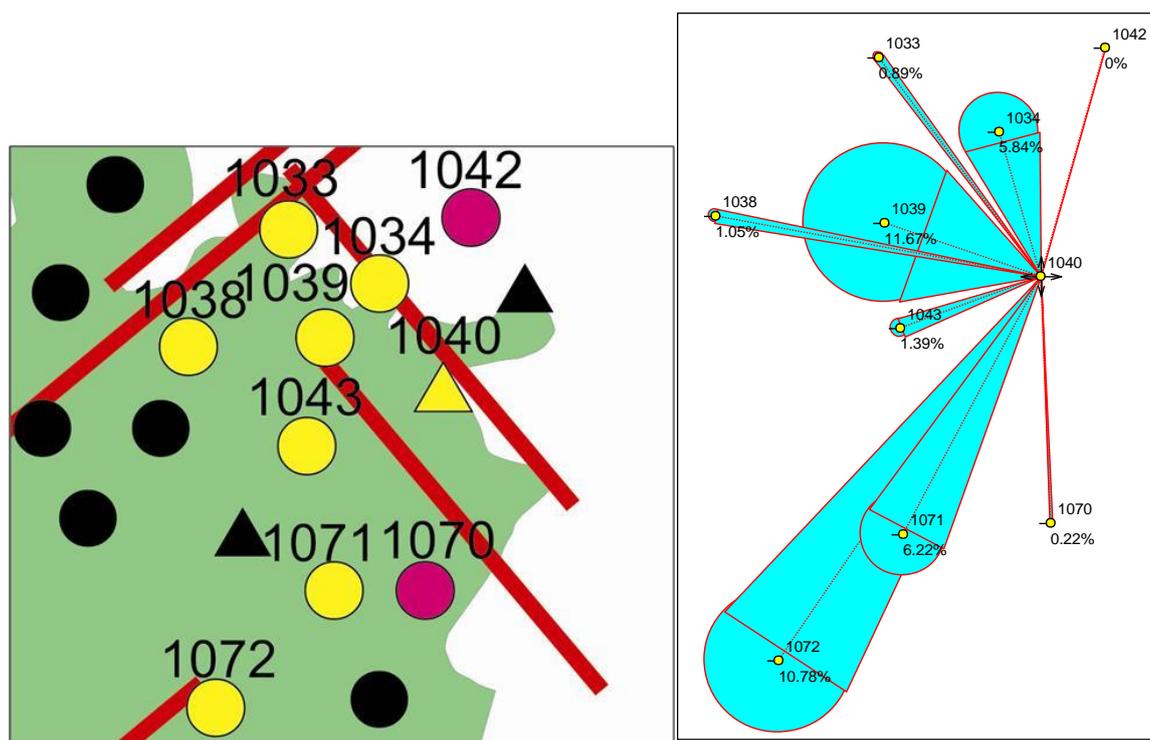


(a)

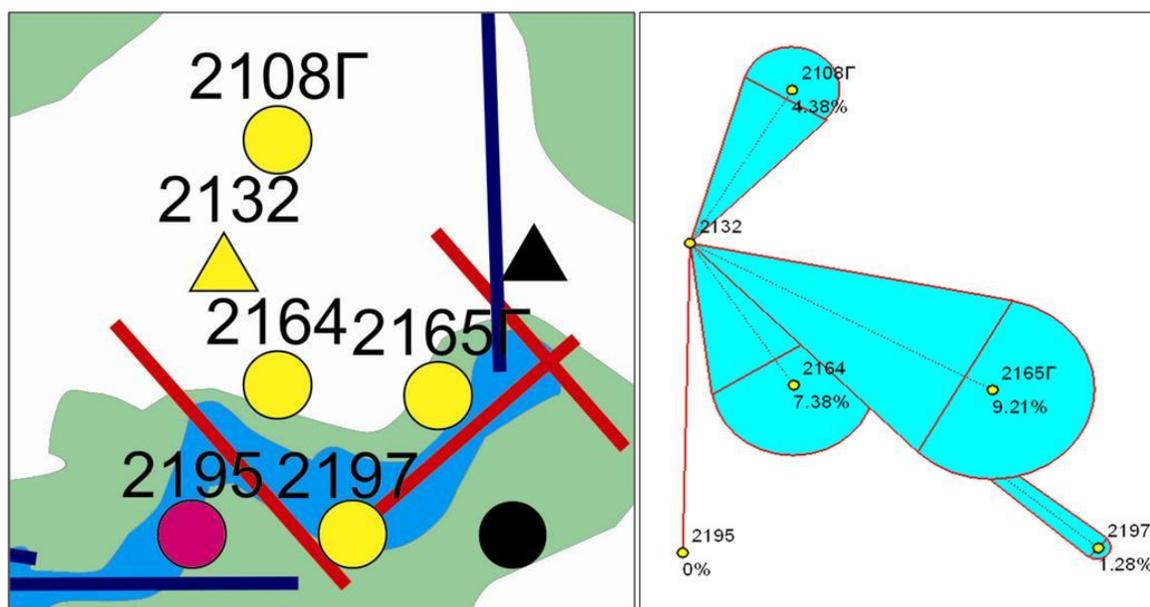


(б)

Рисунок 2.4 – Зависимость направления фильтрационных потоков от ориентации на ДНЗ Урненском (а) и Усть-Тегусском (б) месторождениях (2011 г).



(a)



(б)

Рисунок 2.5 – Зависимость наличия гидродинамической связи между скважинами относительно блоков Урненского (а) Усть-Тегусского (б) месторождений (2011 г.)

В результатах трассерных исследований нагнетательной скважины 1040 Урненского (рисунок 2.5а) и 2132 (рисунок 2.5б) Усть-Тегусского месторождений наблюдается тесная гидродинамическая связь между контрольными

добывающими скважинами, расположенными в пределах одного блока и практически отсутствующее взаимодействие между скважинами разных блоков.

Таким образом, проведённые трассерные исследования на Урненской и Усть-Тегусском месторождениях согласуются с разломно-блоковой моделью, что определяет объективность проведённых исследований, а так же отражает преобладание природной трещиноватости.

Полученные данные свидетельствуют о том, что комплексное применение результатов трассерных исследований и метода линеаментного анализа позволяет существенно повысить достоверность знаний о строении нефтяной залежи и решить задачу обнаружения как высокопроводящих, так и низкопроводящих зон. Что в конечном итоге должно быть использовано при оптимизации добычи углеводородов не только на Урненском и Усть-Тегусском, но и на месторождениях схожего геологического строения.

Построенная разломно-блоковая модель территорий Урненского и Усть-Тегусского участков согласуется с результатами трассерных исследований. Динамически-напряженные зоны по разрезу отложений характеризуются сложным строением, преимущественно северо-западного и северо-восточного направлений и прослеживаются не только в кристаллическом фундаменте, но и проникают в юрский и неокомский комплексы. Выявленные аспекты воздействия геодинамических процессов необходимо учитывать при выработке подходов для оптимизации системы разработки месторождений.

Представленные данные свидетельствуют о том, что тектонический фактор оказывает существенное воздействие на строение и свойства продуктивных отложений Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Это подтверждается выполненным анализом комплекса геолого-промысловой информации по площади работ, аэрокосмогеологической съёмкой и линеаментным анализом.

3 ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

В рамках задач уточнения геологического строения и свойств продуктивных отложений детализируются особенности гидродинамического режима нефтегазоносных пластов, условий залегания и свойства газа, нефти, законтурных и внутриконтурных вод, влияние свойств заводняющих флюидов на эффективность разработки и многие другие [24, 3, 116 и др.]. При этом важным вопросом является изучение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, анализ степени их неоднородности и детали их локального строения.

В настоящее время при подсчете запасов и составлении проектов разработки нефтяных месторождений преобладают и, как правило, реализуются представления о поровом типе коллектора продуктивных отложений [77, 65 и др.]. Это обусловлено рядом причин. Для месторождений Западной Сибири, в частности, условия седиментации и последующие катагенетические преобразования [47, 50 и др.] определяют пространственную выдержанность свойств осадочных отложений, в том числе и их фильтрационно-емкостные показатели. Кроме того, существующие методы исследований на этапе разведочных работ не всегда позволяют выполнить достаточно достоверную оценку неоднородности коллекторских свойств (особенно, связанную с трещиноватостью, двойной пористостью, наличием и геометрией разломов). Проблемы моделирования фильтрации в средах с двойной пористостью также снижают надежность проектирования разработки нефтяных месторождений в этих условиях.

Вместе с тем, масштаб и характер воздействия геодинамических процессов, обуславливающих разломно-блоковое строение осадочного чехла, определяют благоприятные условия для формирования коллекторов с двойной пористостью, в том числе и в продуктивных пластах нефтяных месторождений Западной Сибири. В общем случае, в процессе эксплуатации залежей с существенно неоднородными коллекторами, с разделением пластов на отдельные блоки (на границах которых фильтрационные характеристики могут быть как значительно повышенными, так

и резко пониженными) требуется проведение специализированных исследований по изучению особенностей строения и свойств продуктивных отложений.

Геологическое строение рассматриваемых в данной работе Урненского и Усть-Тегусского месторождений, свидетельствует о существенности воздействия тектонических факторов, сопровождавшихся мощными интрузивными и эффузивными процессами, сформировавших сложную систему разломов, прослеживаемых не только в кристаллическом фундаменте, но и частично проникающих в юрский и неокомский комплексы [119]. Вследствие продолжительности воздействия отмеченных факторов, а также сопутствующих гидротермальных процессов, вызванные ими изменения структуры порового пространства и коллекторских свойств вмещающих пород могут быть весьма значительными. При этом, очевидно, может существенно увеличиваться и неоднородность коллекторов [60].

Отметим, что месторождения расположены в непосредственной близости друг от друга (на расстоянии около 20 км), чем определяется схожесть в их строении и условиях формирования залежей нефти. Наряду с этим имеют место и весьма значимые отличия – в глубинах залегания, нефтеносности одновозрастных пластов, типов подземных вод, составах пород фундамента, геотемпературных условий, что в значительной степени обусловлено различиями в характерных деталях воздействия геодинамических факторов. Проведение сопоставительного анализа месторождений по комплексу показателей, в том числе и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов, в этих условиях представляется необходимым как для уточнения геологических вопросов, так и для повышения эффективности их разработки.

На начальных этапах изучения Урненского и Усть-Тегусского месторождений в ходе геологоразведочных работ, при подсчете запасов и при составлении проектов их опытно-промышленной эксплуатации преобладали и реализовывались модельные представления, в которых продуктивные пласты рассматриваются как однородные, поровые коллектора с незначительными тектоническими осложнениями. Использование упрощенных представлений о

фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов во многом обусловлено недостаточным объемом информации, полученным по материалам анализа керна и гидродинамических исследований в разведочных скважинах, расположенных на значительных расстояниях друг от друга. К настоящему времени пробурено более ста эксплуатационных скважин, в которых осуществлены геофизические и гидродинамические исследования. В результате объем и детальность информации о строении залежей и коллекторских свойствах продуктивных отложений значительно возросли.

Это позволяет провести сопоставление накопленных данных с целью выявления особенностей фильтрационных свойств коллекторов, обусловленных разломно-блоковым строением пластов, а также проявлений неоднородности локального характера (двойной пористости коллекторов), вызванных воздействием геодинамических процессов. Имеющийся большой объем исследований на этапах разведки месторождений и их опытно-промышленной эксплуатации обеспечивает возможность качественного и детального выполнения такого сопоставления [69, 75].

3.1 Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств по керновому материалу

В процессе разведочных работ из пласта Ю₁ отобрано в целом 543,5 м керна при проходке с отбором керна 932,3 м, процент выноса керна к общей толщине составил 58,3%. Продуктивный пласт Ю₁ Урненского месторождения по керну представлен, в основном, песчаниками, алевролитами и гравелитами. Проходка с отбором керна Усть-Тегусскому месторождению составила 1364.0 м, процент выноса керна к общей толщине составил 78 %.

Петрофизические исследования керна выполнялись в ЦЛ Главтюменьгеологии и в ЗАО «ТННЦ». При изучении керна использовались общепринятые методики. Комплекс исследований образцов горных пород включал следующие виды анализов: гранулометрический анализ, определение открытой пористости, газопроницаемости, водоудерживающей способности,

объемной плотности, карбонатности, удельного электрического сопротивления частично и полностью водонасыщенных образцов.

Открытая пористость горных пород определялась методом насыщения керосином и водой, проницаемость методом фильтрации газа через образец породы, водоудерживающая способность - центрифугированием.

Урненское месторождение

Продуктивный пласт Ю₁ Урненского месторождения охарактеризован (включая непроницаемую часть пласта) 806 определениями пористости, 429 проницаемости и 331 - водоудерживающей способности, учтенными при подсчете запасов. В контуре нефтеносности охвачены керновыми данными четыре скважины (19, 21, 25 и 28), а три находятся за пределами залежи (17, 33 и 35). Количество анализов физических свойств на образцах по отдельным скважинам изменяется от 3 до 22.

На рисунке 3.1 представлены распределения коэффициентов пористости, проницаемости и водоудерживающей способности. Показатели приведены для двух литологических типов пород – песчаников и гравелитов. Как видно из полученных результатов для относительно небольших значений пористости, как по песчаникам, так и по гравелитам наблюдаются схожие черты в частотных характеристиках их распределения.

Большое количество образцов керна обладает пористостью от 7% до 8%. За резким падением частоты встречаемости значений пористости керна в интервале от 8% до 9% следует постепенный рост этого показателя (для обоих типов пород) до значений пористости в 12%-13%. При дальнейшем росте пористости начинают проявляться существенные различия в распределении для песчаников и гравелитов. Так количество определений пористости в интервале от 15% до 20% по песчаникам почти вдвое превышает количество определений по гравелитам, а пористость более 20% встречается практически только в образцах керна, представленных песчаниками.

Особенности в графиках распределения значений пористости (наличие нескольких локальных экстремумов) является косвенным свидетельством значимости фактора воздействия нескольких существенных факторов на формирование емкостного пространства коллекторов Урненского месторождения.

Коэффициент проницаемости по пласту Ю₁ варьирует в широких пределах от 0,01 мД до 1000 мД, наиболее часто встречаемые значения проницаемости лежат в интервале от 500 мД до 1000 мД. Также как и в распределении пористости прослеживается разница в распределении проницаемости для песчаников и гравелитов при больших значениях этого параметра (более 50 мД) и схожесть в распределениях при малых проницаемостях.

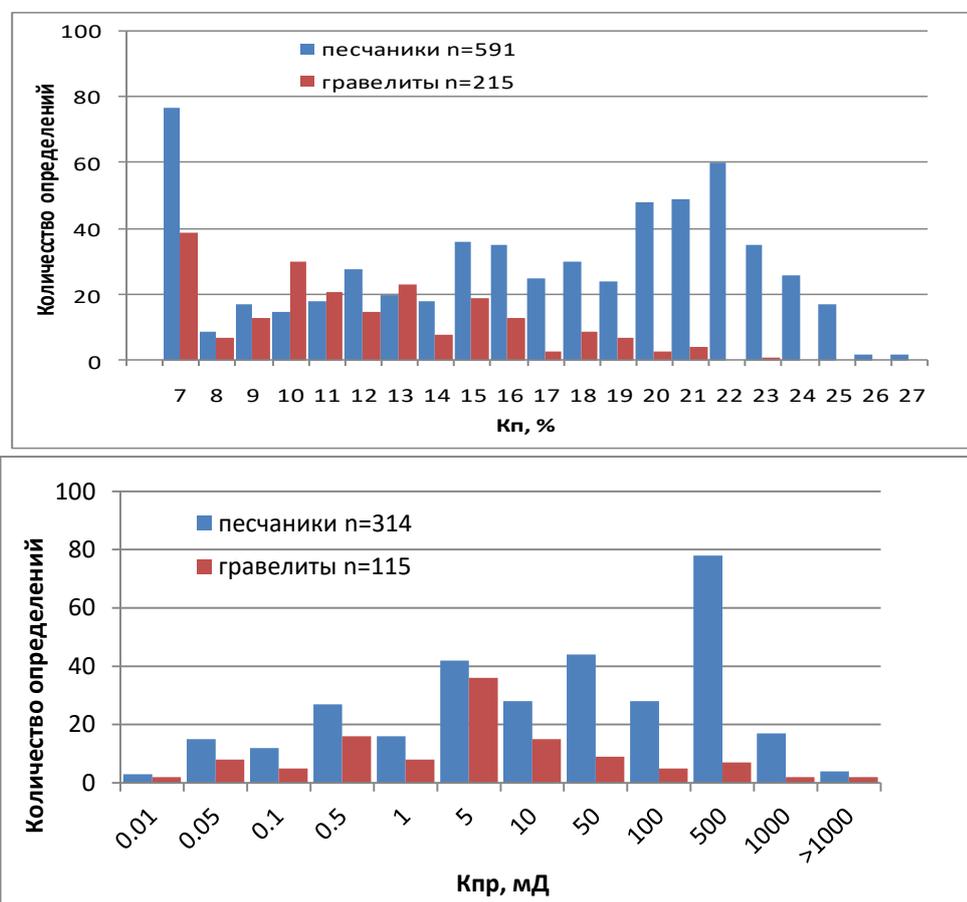


Рисунок 3.1 – Распределение коэффициентов пористости и проницаемости пласта Ю₁ Урненского месторождения

Соотношение пористости и проницаемости пород продуктивного пласта Ю₁ представлено на рисунке 3.2. Видно, что высоким значениям коэффициента проницаемости соответствуют повышенные значения коэффициента пористости.

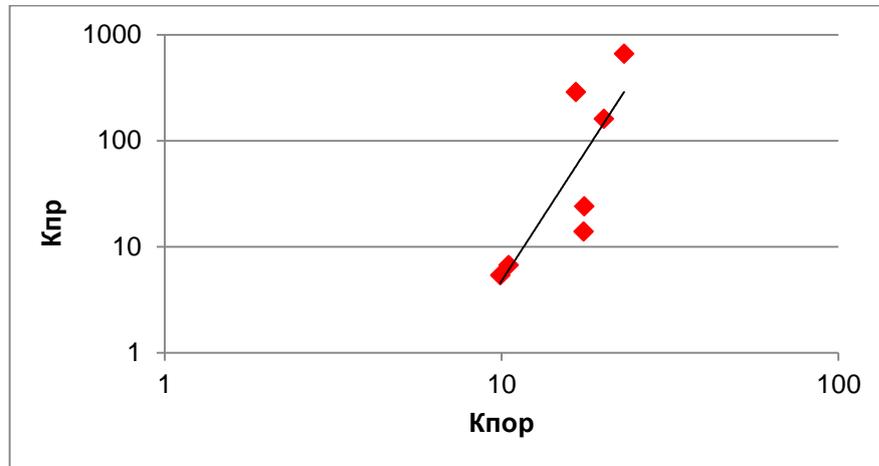


Рисунок 3.2 – Соотношение пористости и проницаемости пород пласта Ю₁ Урненского месторождения

В целом характер в распределении значений коэффициентов пористости, проницаемости и водоудерживающей способности свидетельствует о резкой неоднородности коллекторских свойств пласта, где встречаются как высокопроницаемые, так и низкопроницаемые разности.

Измерение анизотропии по проницаемости показало, что между вертикальной и горизонтальной составляющими проницаемости существует достаточно тесная взаимосвязь (рисунок 3.3), сама же анизотропия относительно невелика и находится в интервале от 2 до 3.

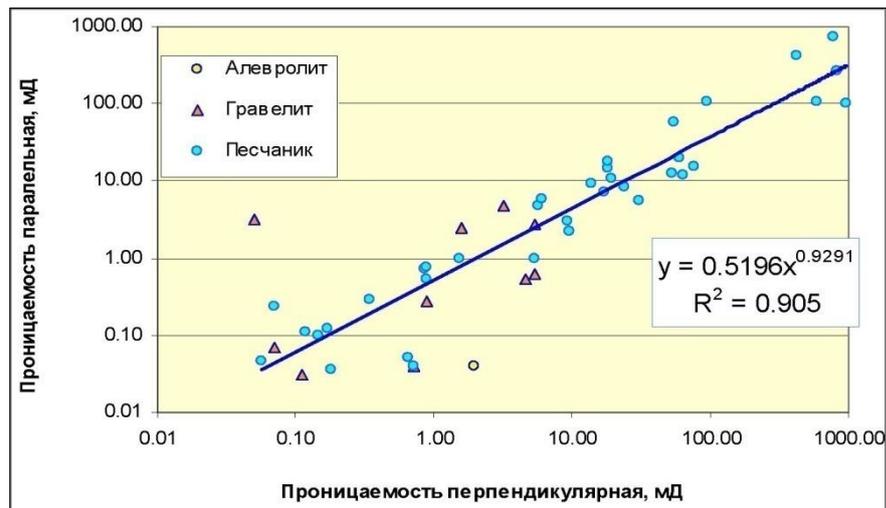


Рисунок 3.3 – Сопоставление параллельной и перпендикулярной проницаемости по образцам керн из пласта Ю₁ Урненского месторождения

Усть-Тегусское месторождение

Пласт Ю₂ Усть-Тегусского месторождения охарактеризован 502 определениями пористости и 261 – проницаемости (рисунок 3.4). Коэффициент открытой пористости по пласту изменяется от 13,5% до 26,6%. В большинстве исследованных образцов пористость составляет от 19% до 22%. Коэффициент проницаемости по пласту изменяется в широком диапазоне от 1 мД до 1398 мД, Значительное количество определений (более 100) имеет проницаемость от 500 мД до 1000 мД.

В отличие от результатов исследования фильтрационно-емкостных свойств керн Урненского месторождения для песчаников пласта Ю₂ Усть-Тегусского месторождения в распределении значений и пористости и проницаемости прослеживается явно выраженная «одновершинная» форма, характеризующая значимость постседиментационных процессов преобразования коллекторского пространства продуктивных отложений этого пласта, возможно связанных с воздействием проникающих из пород доюрского фундамента химически активных вод.

Пласт Ю₃ является непродуктивным. Его коллекторские свойства изучены по относительно небольшому числу лабораторных анализов из пяти скважин и

характеризуются пониженными (по отношению к продуктивным отложениям пласта Ю₂) значениями. В основном, пористость изменяется в интервале 15% - 19%, проницаемость от 0,1 мД до 50 мД, достигая в единичных образцах высоких (более 500 мД) значений (рисунок 3.5).

Пласт Ю₄ (рисунок 3.6) охарактеризован 618 определениями пористости и 314 проницаемости. По фильтрационно-емкостным свойствам породы пласта несут черты, характерные как для высокопроницаемых отложений пласта Ю₂, так и для непродуктивных пород пласта Ю₃. Пористость образцов изменяется в интервале 13% – 21%. Проницаемость значительного количества образцов составляет 500 мД и более. Однако, наиболее часто встречаемые значения составляют 5-10мД.

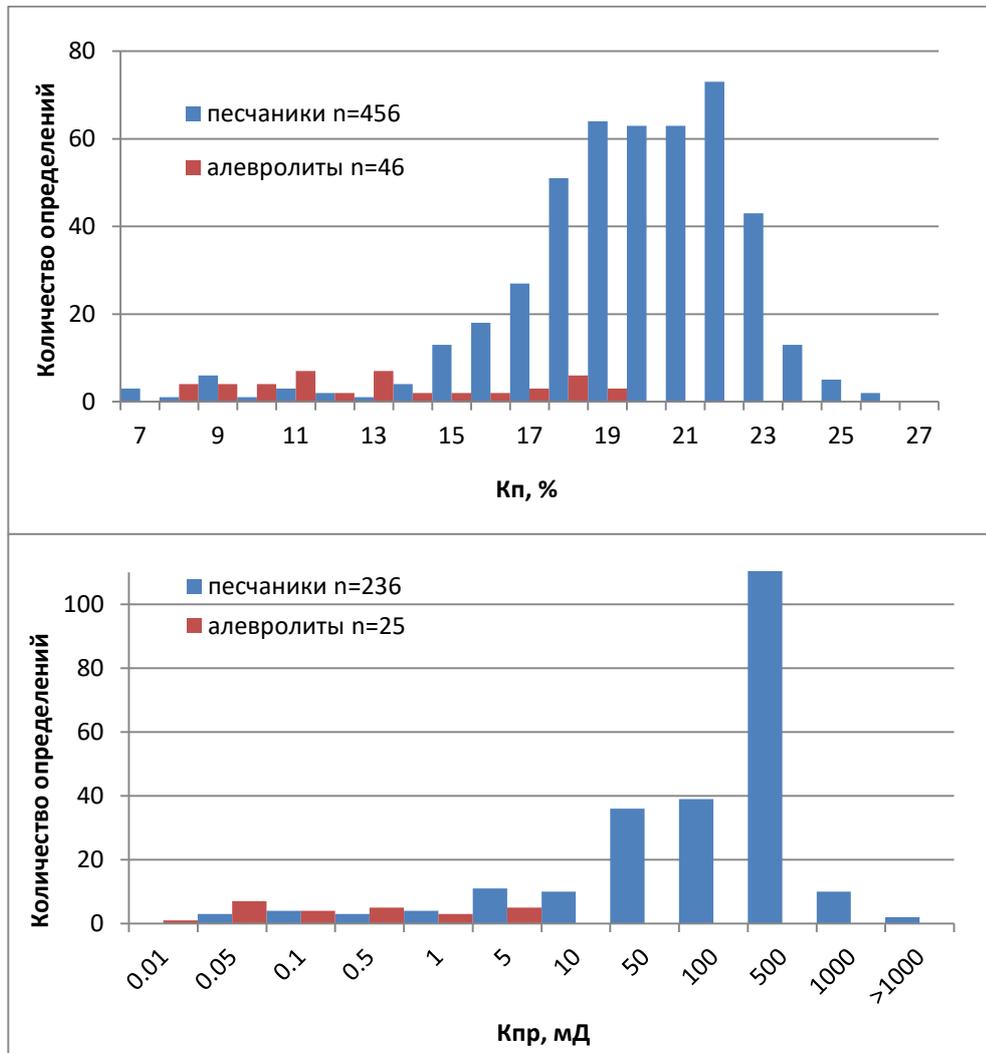


Рисунок 3.4 – Распределение коэффициентов пористости и проницаемости пласта Ю₂ Усть-Тегусского месторождения

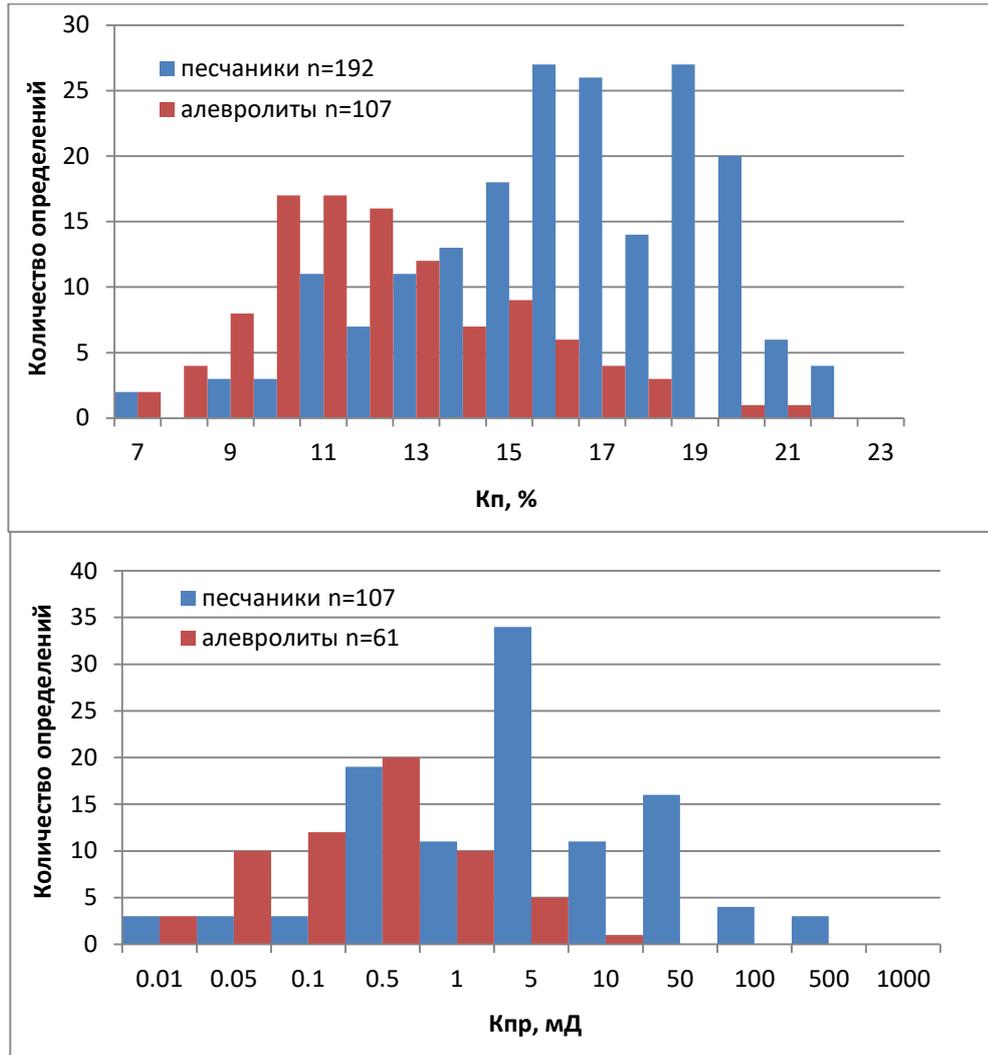


Рисунок 3.5 – Распределение коэффициентов пористости и проницаемости пласта Ю₃ Усть-Тегусского месторождения

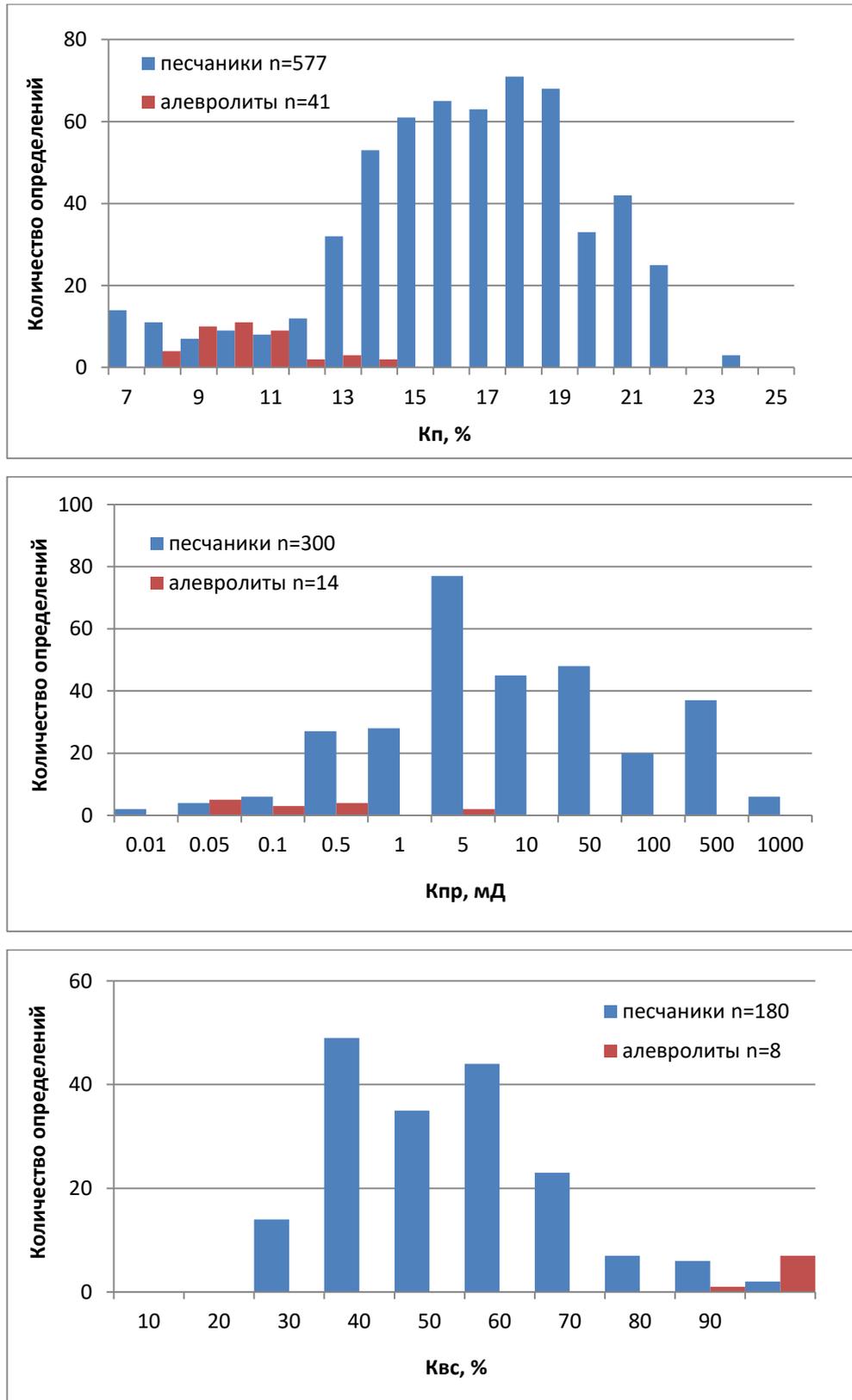


Рисунок 3.6 – Распределение коэффициентов пористости и проницаемости пласта Ю₄ Усть-Тегусского месторождения

Характерные признаки неоднородности коллекторских свойств пород Усть-Тегусского месторождения, не прослеживающиеся на гистограммах пористости и проницаемости, проявляются при одновременном сопоставлении между собой значений фильтрационно-емкостных показателей образцов керна (рисунок 3.7). На рисунке явно выделяются два подмножества. В первом пористость изменяется от 5% до 20% (при среднем значении около 15%), а проницаемость от 0.01 мД до 10 мД. Для второй группы точек характерны повышенные значения пористости от 15% до 25% и проницаемости от 10 мД до 1000 мД.

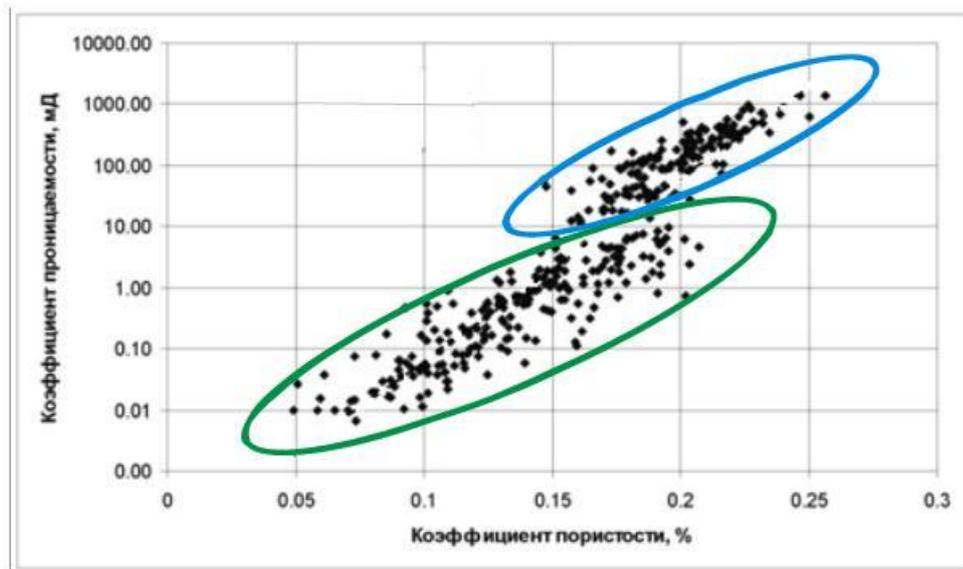


Рисунок 3.7 – График соотношение проницаемости образцов керна пластов Ю_{2,4} в зависимости от пористости

По-видимому, имеющиеся особенности в коллекторских свойствах продуктивных отложений на рассматриваемых месторождениях во многом обусловлены постседиментационными преобразованиями, связанными, в том числе, и с воздействием гидротермальных процессов. Об этом свидетельствует наличие туфов в породах коры выветривания Урненского месторождения [119], а также туфовых брекчий на Усть-Тегусском месторождении. На последнем проявляется согласованность гидрокарбонатно-натриевого типа подземных вод юрских отложений и наличие в составе пород фундамента метаморфизованных карбонатов, что укладывается в общую закономерность, свойственную для

активных геодинамических зон – «перераспределение емкостных и фильтрационных свойств пород под воздействием углекислых флюидов, поступающих снизу в продуктивную толщу» [3, 4]. Аналогичные постседиментационные процессы определили значительные (по отдельным образцам проницаемость возрастает до 2370 мД) вторичные изменения структуры порового пространства пород васюганской свиты Двуреченского месторождения [88].

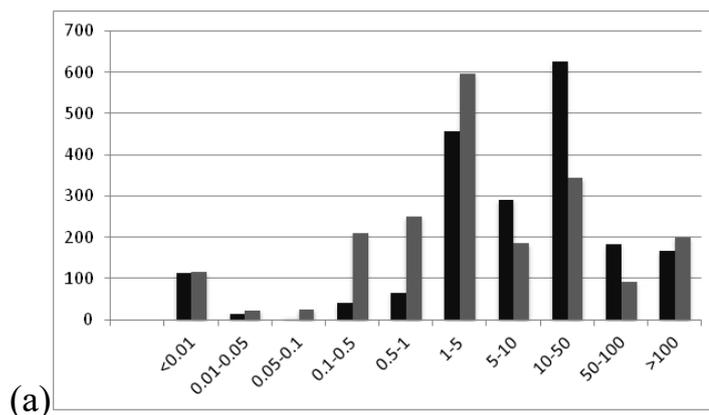
Таким образом, по результатам анализа керновых материалов изучаемые коллектора характеризуются как поровые, сильно неоднородные с наличием как низкопроницаемых, так и высокопроницаемых разностей. Наряду с этим, следует обратить внимание, что имеющиеся высокопоровые и высокопроницаемые образцы, возможно, не в полной мере отражают максимальные, связанные с наличием микро- и макротрещин, коллекторские показатели пород продуктивных отложений (вследствие механического разрушения в процессе бурения скважин и отбора керна).

3.2 Определение особенностей фильтрационно-емкостных свойств по материалам ГИС

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств отложений осадочного чехла Западной Сибири широко используются методы, основанные на интерпретации материалов геофизических исследований в скважинах. На 68 скважинах Урненского и 71 скважинах Усть-Тегусского месторождений выполнен комплекс геофизических исследований (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации, гамма каротаж, индукционный каротаж и другие), на основе которого выполнена поинтервальная оценка ряда показателей, в том числе пористости и проницаемости пород, а также их нефтенасыщенности (водонасыщенности). Полученные данные позволили выполнить оценку средних значений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и определить значения эффективной и нефтенасыщенной мощности пластов по разрезам, вскрытых эксплуатационными скважинами.

Проницаемость рассчитывалась по двум вариантам - по формулам Тимура [134] и на основе петрофизических зависимостей, построенных по данным исследований коллекторов месторождений Западной Сибири, разрабатываемых ТНК. В распределении расчетных значений проницаемости по обоим вариантам прослеживаются общие черты, но и имеются определенные различия (рисунок 3.8). Основная часть значений, рассчитанных по формуле Тимура (отмечены чёрным цветом), принадлежит интервалу проницаемости от 1 мД до 50 мД, проницаемость, рассчитанная по формуле ТНК (отмечена серым цветом), варьирует в несколько более широком интервале от 1 мД до 100 мД. В непродуктивном пласте ЮЗ Усть-Тегусского месторождения (рисунок 3.8в) по обоим формулам значительное количество интервалов имеет проницаемость менее 0,01 мД, а в продуктивном пласте Ю₂ (рисунок 3.8б) наоборот наблюдаются повышенные до 500-1000 мД значения проницаемости.

Наиболее часто встречаемые расчетные значения проницаемостей по обоим формулам и по обоим способам группировок данных лежат в интервале от 10 мД до 50 мД. По формуле Тимура такая проницаемость характерна для 416 интервалов, по формуле ТНК это, соответственно, 216 интервалов.



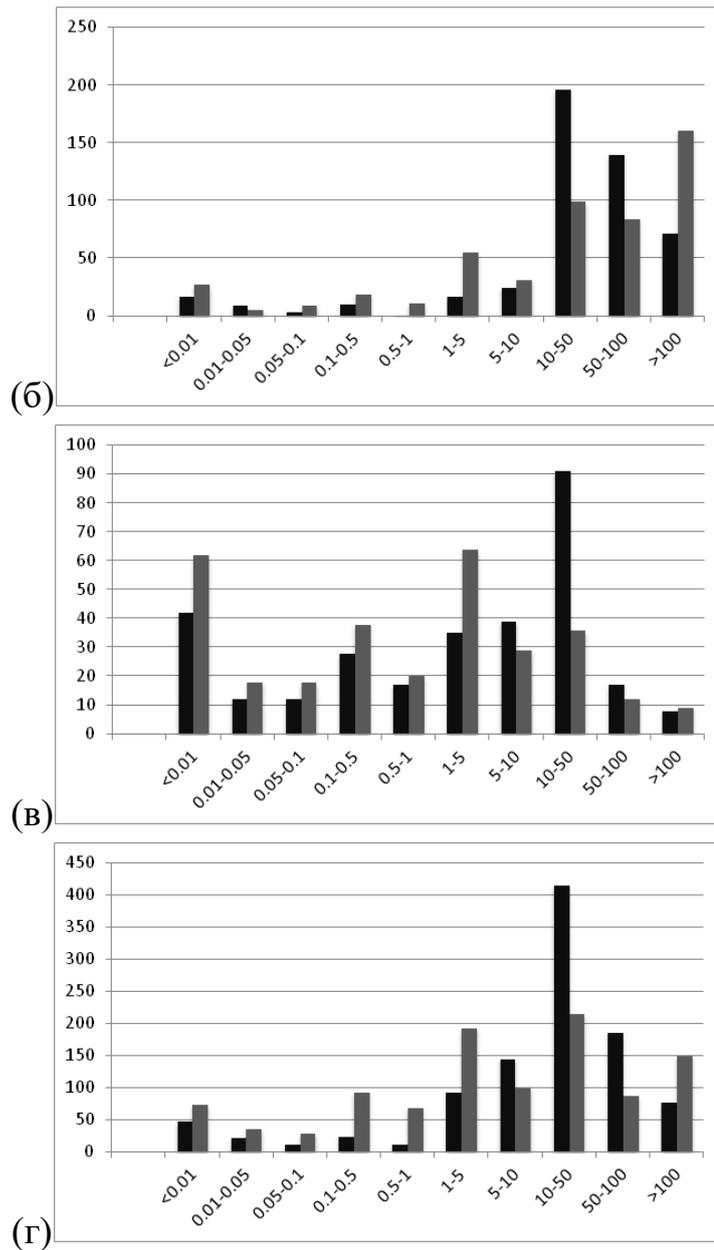


Рисунок 3.8 – Распределения коэффициентов проницаемости пласта Ю₁(а) Урненского и пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ (б, в и г, соответственно) Усть-Тегусского месторождений по данным ГИС

(Чёрным выделены результаты по формуле Тимура, серым – по формуле ТНК.)

В целом результаты определения пористости и проницаемости коллекторов Урненского и Усть-Тегусского месторождений по материалам интерпретации геофизических исследований в скважинах характеризуются существенно пониженными (по сравнению с определениями по керну) значениями. Статистические показатели расчетных значений проницаемости

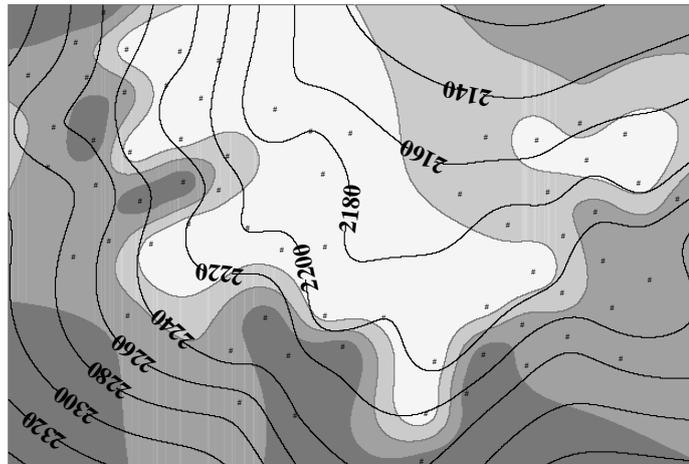
имеют вид более близкий к одновершинному распределению, что очевидно обусловлено использованием статистических в своей основе петрофизических зависимостей. По-видимому, статистическая основа методов интерпретации ГИС (построенная по результатам исследований однородных коллекторов) определяет и заниженность в оценках проницаемых характеристик продуктивных отложений Урненского и Усть-Тегусского месторождений.

Таким образом, по результатам интерпретации данных геофизических исследований в скважинах прослеживаются относительно небольшие вариации в определениях фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на фоне их существенного занижения (особенно, проницаемости) по сравнению с материалами анализа кернового материала и гидродинамических исследований. В этих условиях, как представляется, полученные при интерпретации ГИС данные не являются достаточно достоверными для их непосредственного использования в решении задач, связанных с уточнением геологического строения, оптимизации разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений и других.

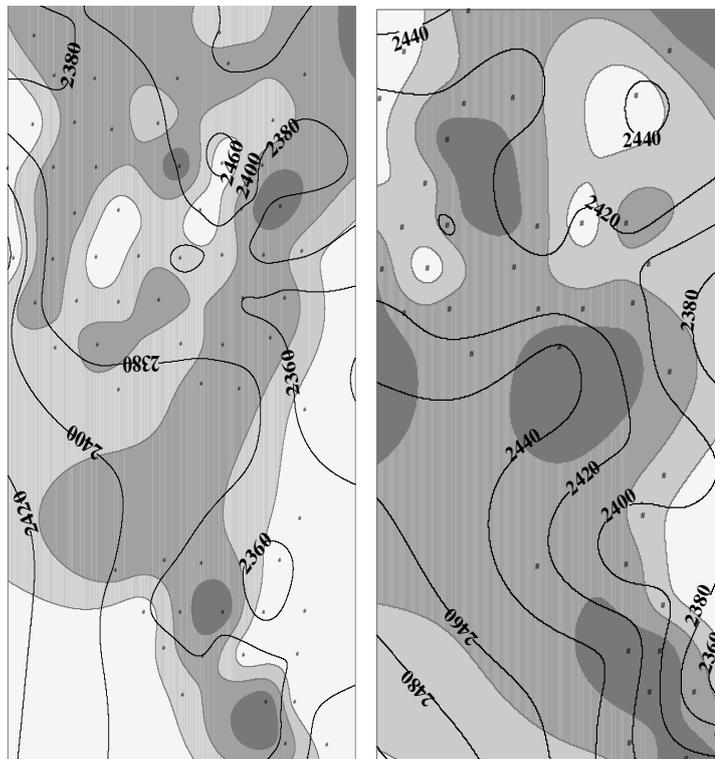
Вместе с тем, очевидно, что выполненные исследования отражают объективные свойства изучаемых отложений и могут служить основой для выявления их сходства и различия на различных участках месторождений. При решении таких задач одним из способов повышения эффективности и надежности результатов является осуществление комплексного анализа показателей. На практике для реализации такого подхода наиболее распространены кластерные методы исследования [100, 101].

В качестве комплекса исходных данных использованы значения эффективной и нефтенасыщенной мощности пластов, их глинистости, пористости и проницаемости коллекторов, определенных по материалам ГИС в скважинах Урненского и Усть-Тегусского месторождений, и реализован метод Уорда. По результатам кластеризации все данные по отдельным скважинам разделены на четыре группы (кластеры) и осуществлено «районирование» пластов, по общности отнесения скважин к одному из кластеров (рисунок 3.9).

На рисунке кластеры выделены оттенками серого цвета, а расположение скважин отмечены точками.



(a)



(б)

(в)

Рисунок 3.9 – Кластеризация фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений пласта Ю1 (а) Урненского и пластов Ю2, Ю4 (б и в, соответственно) Усть-Тегусского месторождений

Полученные результаты по Урненскому месторождению свидетельствуют о согласованности в изменении комплекса рассмотренных свойств со

структурным планом пласта Ю₁, относительно расположения изолиний (рисунок 3.9а). На Усть-Тегусском месторождении такой явно выраженной взаимосвязи не наблюдается, а само районирование имеет мозаичный вид, возможно отражающий особенности блокового строения фундамента и осадочного чехла на рассматриваемой территории (рисунки 3.9б и 3.9в по пластам Ю₂ и Ю₄, соответственно).

Таким образом, результаты кластерного анализа свидетельствуют о том, что продуктивные отложения Урненского месторождения отличаются большей выдержанностью комплекса параметров (в том числе фильтрационно-емкостных) по сравнению с существенно большей неоднородностью свойств коллекторов Усть-Тегусского месторождения.

3.3 Оценка проницаемости коллекторов по данным гидродинамических исследований в скважинах

Гидродинамические исследования проведены в 7 разведочных и 56 эксплуатационных скважинах Урненского, и 9 разведочных и 68 эксплуатационных скважинах Усть-Тегусского месторождения. По результатам этих исследований выполнены оценки проницаемости коллекторов и коэффициентов продуктивности.

3.3.1 Результаты гидродинамических исследований в разведочных скважинах

Гидродинамические исследования на Урненском месторождении проводились в процессе опробования и испытания разведочных скважин. Исследование объектов проводилось по схеме "снизу-вверх". При испытании в скважине нескольких объектов каждый последующий отделялся от предыдущего цементным мостом и пакерами типа ВП-118 или ВП-110. Исследования проводились как в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне. В обсаженных скважинах вызов притока осуществлялся традиционным способом - путем замены глинистого раствора в стволе скважины на воду с последующим

снижением уровня жидкости с помощью компрессора или свабированием. Снижение уровня, как правило, было 2-х или 3-х кратным. Время прослеживания за восстановлением уровня менялось от 7 до 48 часов. Применение при этом струйных насосов позволило наиболее полно исследовать малодебитные скважины.

Скважины, которые выходили на фонтанный режим работы, отрабатывались на 3-х штуцерах различного диаметра. При этом на каждом режиме замерялись дебиты жидкости, обводненность, забойные и буферные давления. После отработки скважину останавливали и регистрировали кривую восстановления давления (КВД).

Всего за период с 1970 по 2005 год продуктивный пласт Ю₁ исследовался в 11-ти скважинах 25 раз, в том числе 13 раз на неустановившихся режимах (КВД) и 12 раз - на установившихся режимах фильтрации (индикаторные диаграммы - ИК). Обработка результатов гидродинамических исследований проводилась по стандартным методикам интерпретации результатов гидродинамических исследований.

По результатам исследований на установившихся режимах фильтрации строились индикаторные диаграммы в координатах "дебит - забойное давление", по которым определялся коэффициент продуктивности скважин. Затем рассчитывалась гидропроводность по преобразованной формуле Дюпюи:

$$k \cdot h / \mu = 1,157 \cdot K \cdot b \cdot \ln(R_K / r_C + C_1 + C_2) / 2\pi,$$

где $k \cdot h / \mu$ - гидропроводность, мкм · см / МПа · с;

K - коэффициент продуктивности, м / (сут · МПа);

b - объемный коэффициент;

R_K - радиус контура питания скважины, м;

r_C - радиус скважины по долоту, м;

C_1 и C_2 - параметры, учитывающие несовершенство скважин.

Анализ проведенных исследований показывает, что проницаемость пласта Ю₁ по данным обработки ИК изменяется в широких пределах от 13,7 мД до

1123,1 мД, гидропроводность колеблется от 0,8 до 555,1 мкм²*см/(МПа*с), коэффициент продуктивности варьирует от 0,6 до 411,1 м/(сут*МПа).

Форма ИК большинства исследований соответствует прямой линии, что свидетельствует о выполнении линейного закона фильтрации Дарси (рисунок 3.10).

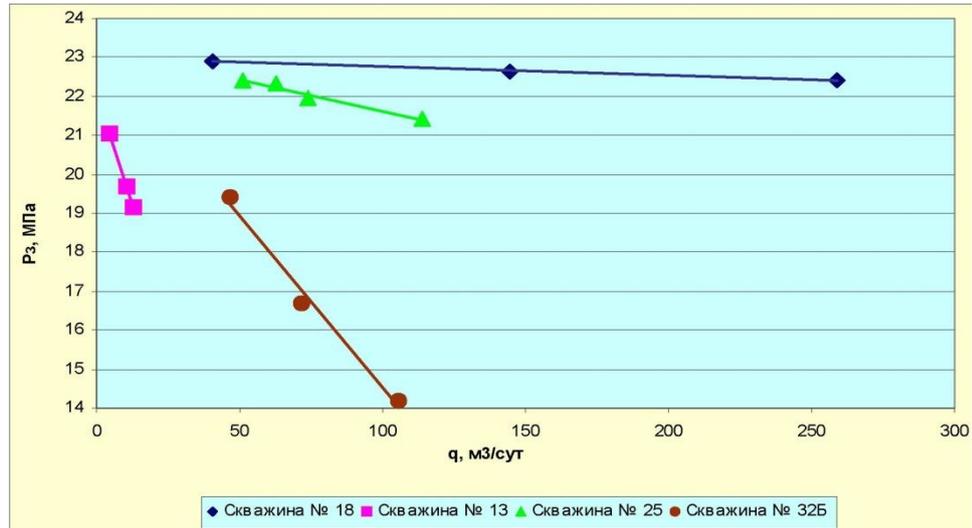


Рисунок 3.10 – Индикаторные кривые по скважинам Урненского месторождения

Кривые восстановления давления обрабатывались по методу Хорнера с построением рабочего графика в координатах $P(\lg(T + t) / t)$ (рисунок 3.11). При интерпретации этих графиков определялось пластовое давление и гидропроводность, после чего рассчитывалась проницаемость пласта $Ю_1$.

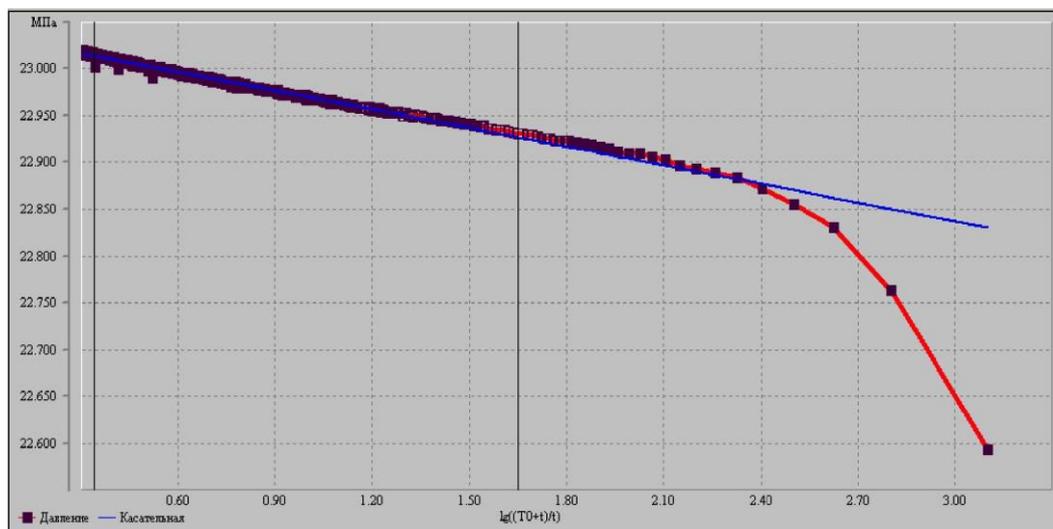


Рисунок 3.11 – График обработки КВД по скважине № 18(разведочная), пласт $Ю_1$

Так, например, в скважине 41 пластовое давление на глубине 2350 м составляет 23,0 МПа, пластовая температура 88⁰С, гидропроводность 131,1 мкм²*см/мПа*с, проницаемость 327,5*10⁻³мкм². Проведённые исследования в скв. 18 позволили установить следующее: на глубине 2305 м пластовое давление равно 23,0 МПа, пластовая температура 86,6⁰С, гидропроводность 807,0 мкм²*см/мПа*с, проницаемость пласта 1761,5*10⁻³ мкм², скин-эффект S = 3,6. Исследование, проведённое на скв. 25, показало, что пластовое давление на глубине 2365 м составляет 23,6 МПа, гидропроводность - 83,6 мкм²*см/мПа*с, проницаемость пласта 393,0*10⁻³мкм².

Гидродинамические исследования на Усть-Тегусском месторождении проводились как в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне. В открытом стволе с помощью КИИ-2М-146 опробовано шесть объектов в скважинах 100, 102, 114 и 116. В обсаженных скважинах вызов притока осуществлялся путем замены глинистого раствора в стволе скважины на воду с последующим снижением уровня жидкости с помощью компрессора или свабированием. Снижение уровня, как правило, было 3-хкратным. Время прослеживания за восстановлением уровня менялось от 5 до 60 часов.

Скважины, которые выходили на фонтанный режим работы, отрабатывались на 2-3 штуцерах различного диаметра (от 2 до 8 мм). При этом на каждом режиме замерялись дебиты жидкости, обводненность, забойные и буферные давления.

После отработки скважину останавливали и регистрировали в ней кривую восстановления давления (КВД).

Всего за период с 1991 по 2005 год на месторождении было проведено 38 исследований, в том числе 21 исследование на установившихся режимах фильтрации в восьми скважинах и 17 - на неуставившихся режимах фильтрации в девяти скважинах (таблица 3.1).

В зоне нефтеносности пласта Ю₂ параметры определены по результатам 12 исследований (8 ИК и 4 КВД) в восьми скважинах (скв.34, 100, 103, 110, 112, 113, 114 и 115). Средняя гидропроводность пласта по данным обработки исследований

составляет $18,9 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{МПа} \cdot \text{с}$, проницаемость $96,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пьезопроводность $422,4 \text{ см}^2 / \text{с}$, коэффициент продуктивности $12,2 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$. Среднее значение скин-фактора составляет 4,1.

Пласт Ю₃ исследовался 4 раза в трех скважинах (103, 110 и 113). По результатам обработки КВД средняя гидропроводность пласта составила $2,0 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{МПа} \cdot \text{с}$, проницаемость $20,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пьезопроводность $101,8 \text{ см}^2 / \text{с}$, коэффициент продуктивности $1,7 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$, скин-фактор 1,3.

Таблица 3.1 – Распределение ГДИ скважин по пластам

Пласт	ИК		КВД	
	Замеров	Скважин	Замеров	Скважин
Ю ₂	8	7	5	5
Ю ₃	3	3	4	4
Ю ₄	10	7	6	4
Ю ₂ , Ю ₃ , Ю ₄			1	1
Ю ₂ , Ю ₃			1	1
ИТОГО	21	8	17	9

Продуктивный пласт Ю₄ был исследован в шести разведочных скважинах (34, 103, 110, 112, 113 и 115). Средняя гидропроводность пласта составила $9,9 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{МПа} \cdot \text{с}$, проницаемость $43,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пьезопроводность $157,0 \text{ см}^2 / \text{с}$, коэффициент продуктивности $5,6 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$, скин-фактор 2,7.

Пластовые давления замерялись по всем трем пластам. Их значения в разведочных скважинах соответствуют, в основном, гидростатическому давлению и составляют $24,8 \text{ МПа}$, $24,9 \text{ МПа}$ и $25,3 \text{ МПа}$ соответственно по пластам Ю₂, Ю₃ и Ю₄.

Кривые восстановления давления, записанные в скважинах исследовавшихся на нескольких режимах, обрабатывались по методу Хорнера с построением рабочего графика в координатах $P(\lg(T + t) / t)$ (рисунки 3.12 и 3.13).

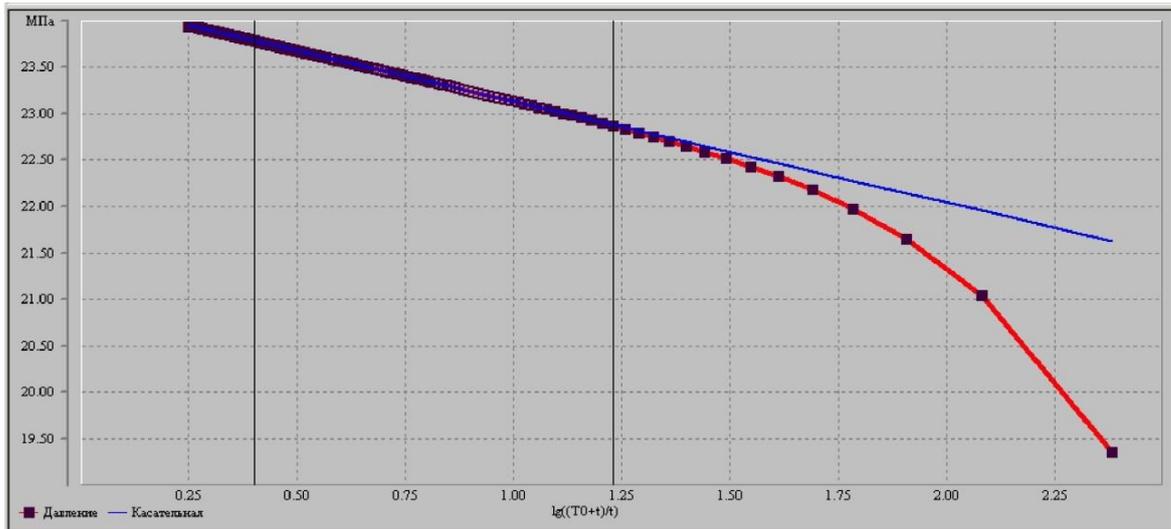


Рисунок 3.12 – График обработки КВД по скважине № 113(разведочная), пласт Ю₃

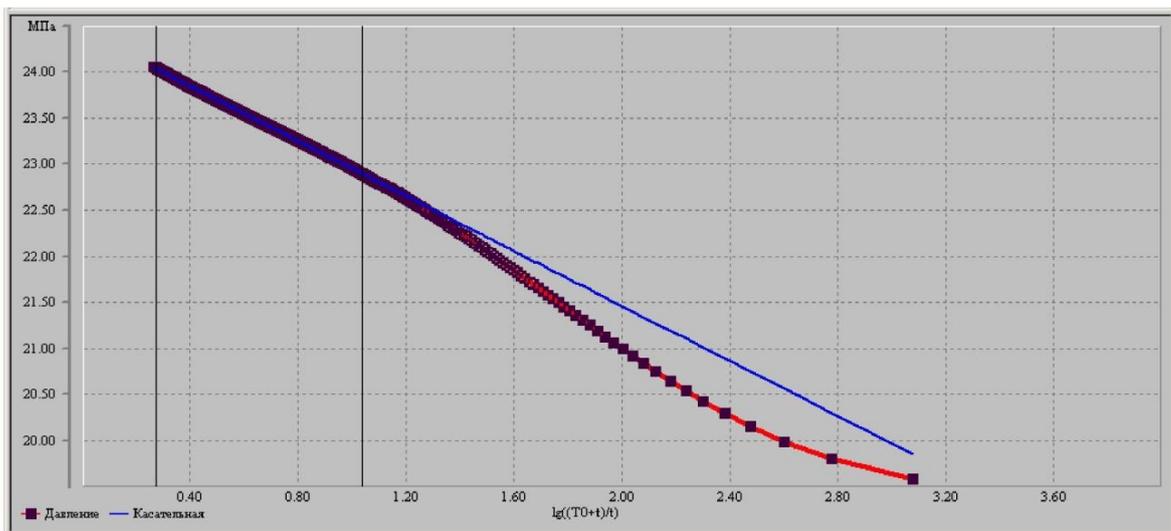


Рисунок 3.13 – График обработки КВД по скважине № 103(разведочная), пласт Ю₃

По результатам исследований скважин на установившихся режимах фильтрации строились индикаторные диаграммы, по которым определялся коэффициент продуктивности.

В основном, индикаторные кривые для всех пластов имеют прямолинейный вид, что свидетельствует о выполнении линейного закона фильтрации Дарси (рисунки 3.14). Необходимо отметить, что все скважины эксплуатировались с забойными давлениями выше давления насыщения.

Таким образом, результаты гидродинамических исследований, выполненных в разведочных скважинах Урненского и Усть-Тегусского месторождений свидетельствуют о том, что проницаемость продуктивных отложений варьирует в очень широких пределах, сопоставимых с интервалом изменения проницаемости, определенным по керновым данным. При этом характерных проявлений неоднородности в коллекторских свойствах в исследованиях отдельных скважин (например, нелинейности индикаторных диаграмм) не наблюдается.

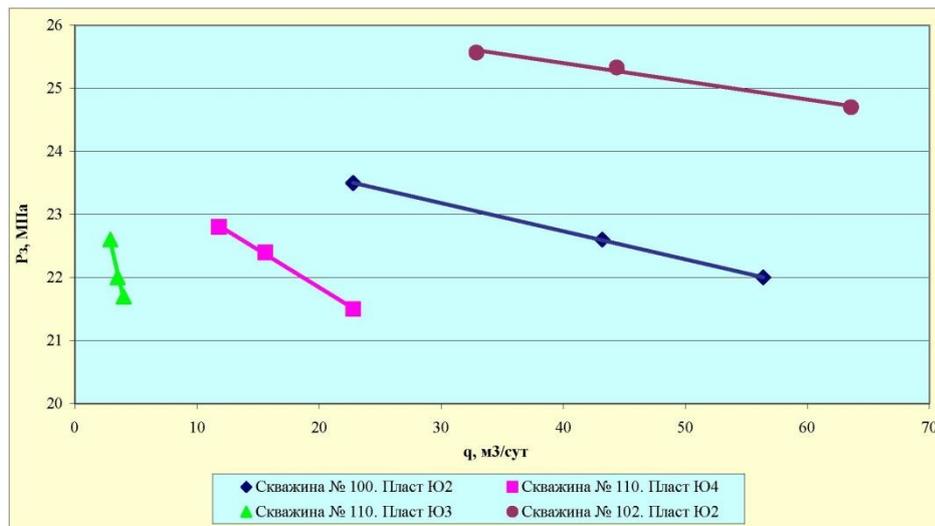


Рисунок 3.14 – Индикаторные кривые по скважинам Усть-Тегусского месторождения

3.3.2 Результаты гидродинамических исследований эксплуатационных скважин

Примеры индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления и результатов их обработки, полученных при исследовании эксплуатационных скважин приведены на рисунках 3.15 – 3.23. Значительная часть полученных результатов гидродинамических исследований согласуются с расчетными зависимостями изменения давления во времени, базирующимися на модельных представлениях об однородном безграничном пласте, с учетом несовершенства скважины (скин-фактора). Но имеются и примеры гидродинамических

исследований, в процессе которых фильтрационные процессы осложнены воздействием дополнительных факторов неясной природы (рисунок 3.23).

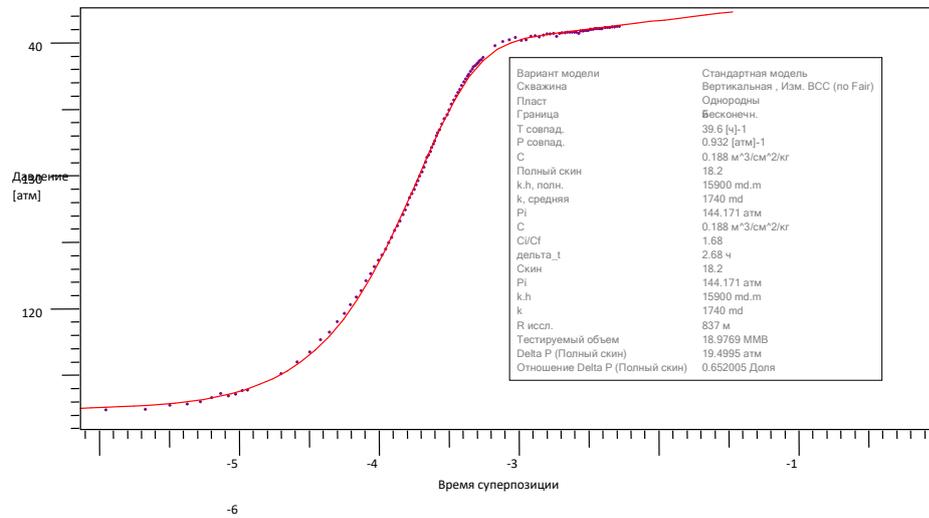


Рисунок 3.15 – Результаты обработки КВД (Урненское мест-е, скв. 1031, 06.2010

г.)

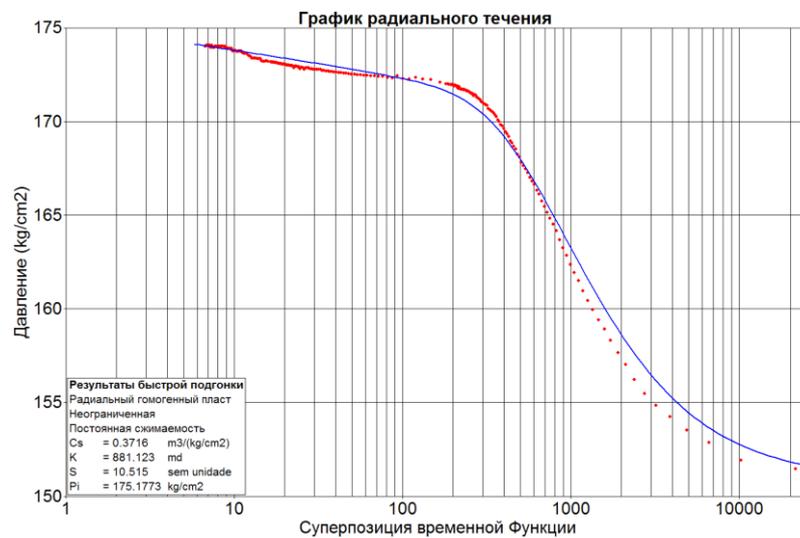


Рисунок 3.16 – Результаты обработки КВД (Урненское мест-е, скв. 1031, 12.2010

г.)

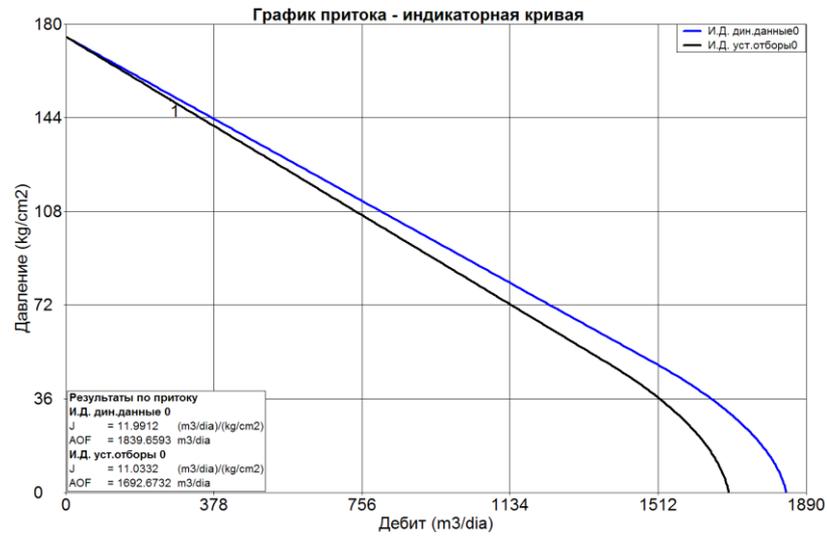


Рисунок 3.17 – Индикаторная диаграмма (Урненское мест-е, скв. 1031, 09.2010 г.)

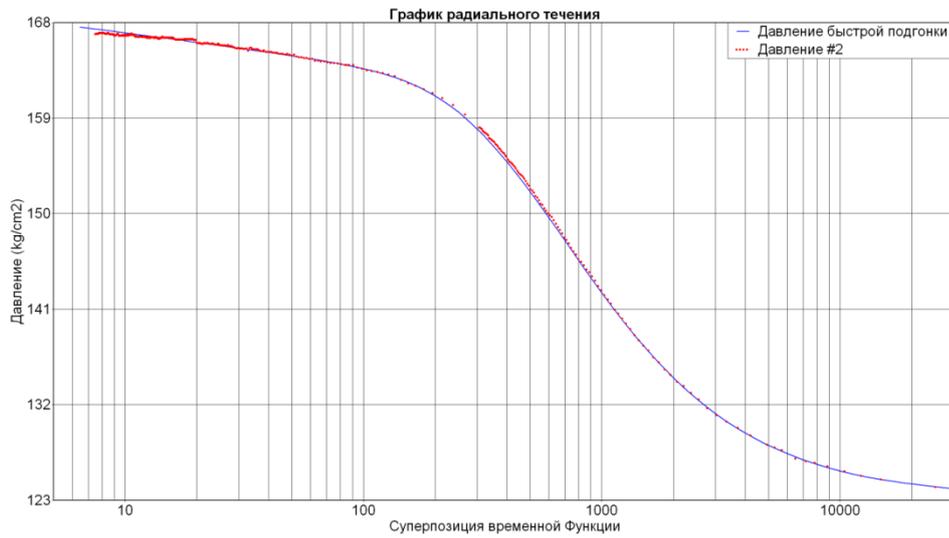


Рисунок 3.18 – Результаты обработки КВД (Усть-Тегусское мест-е, скв. 2227, 08.2009 г.)

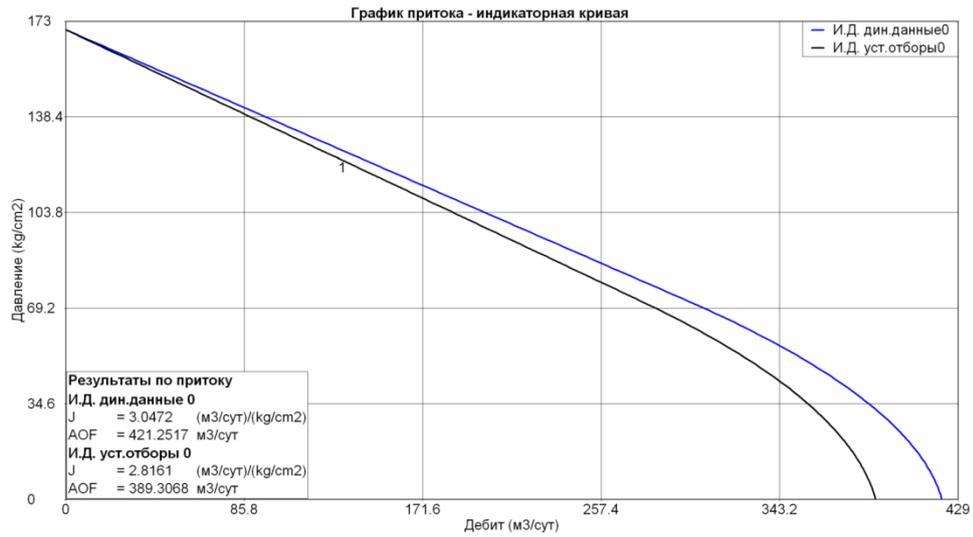


Рисунок 3.19 – Индикаторная диаграмма (Усть-Тегусское мест-е, скв. 2227, 08.2009 г.)

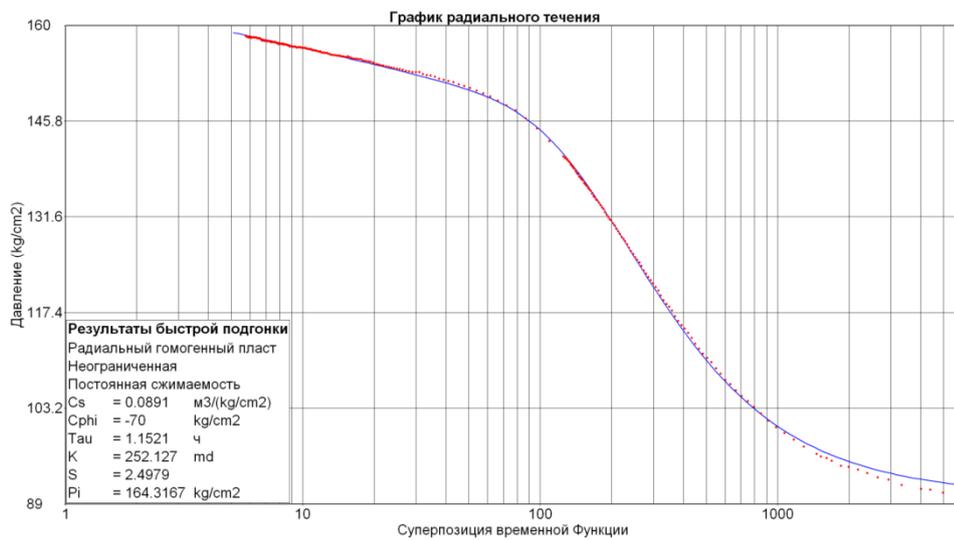


Рисунок 3.20 – Результаты обработки КВД (Усть-Тегусское мест-е, скв. 2227, 10.2009 г.)

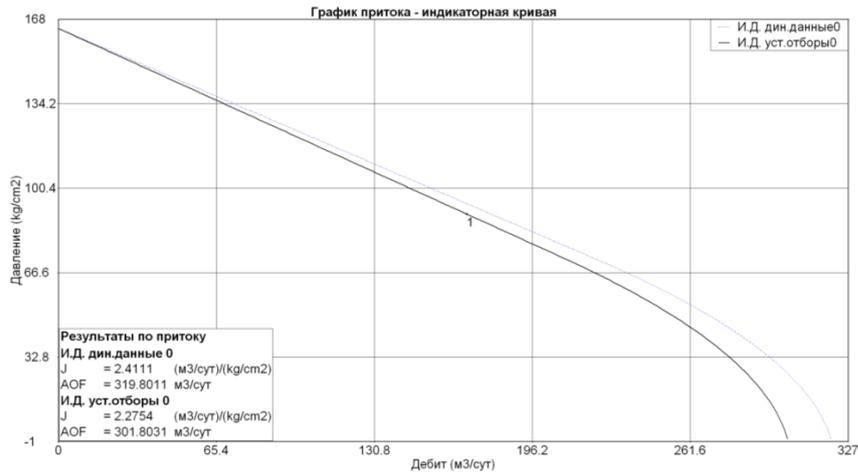


Рисунок 3.21 – Индикаторная диаграмма (Усть-Тегусское мест-е, скв. 2227, 10.2009 г.)

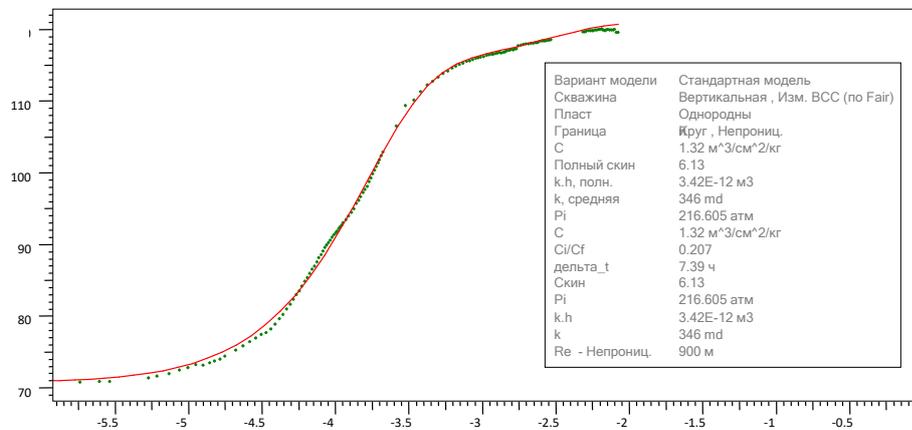


Рисунок 3.22 – Результаты обработки КВД (Усть-Тегусское мест-е, скв. 2227, 07.2010 г.)

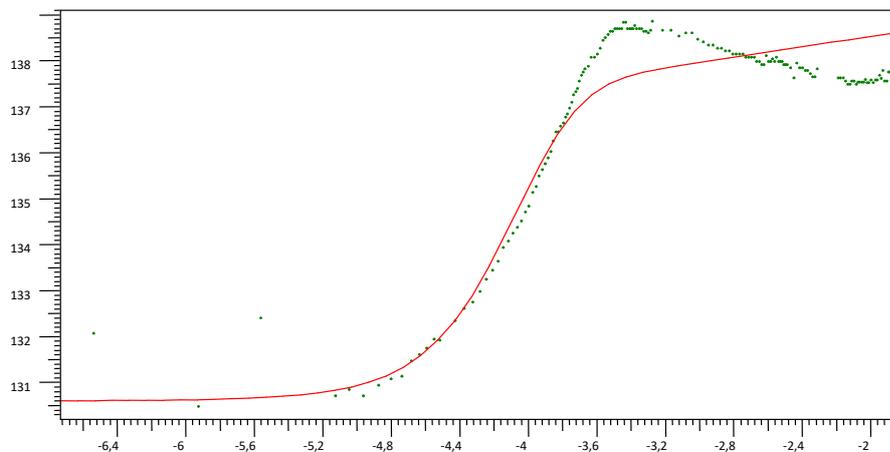


Рисунок 3.23 – Результаты обработки КВД (Урненское мест-е, скв. 1046, 07.2010 г.)

В ряде скважин гидродинамические исследования проведены неоднократно, что позволяет оценить возможные изменения фильтрационных свойств продуктивных отложений в процессе разработки месторождений. Примеры неоднократных исследований по скв. 1031 Урненского месторождения приведены на рис. 3.15 и 3.16, по скв. 2227 Усть-Тегусского месторождения – на рисунках 3.18, 3.21 и 3.22.

По результатам исследований на скв. 1031 Урненского месторождения, проведенным в июле 2010 года расчетное значение проницаемости составляет 1740 мД, проведенным в сентябре 2010 года – 881 мД. По гидродинамическим исследованиям скв. 2227 Усть-Тегусского месторождения, проведенным в августе, октябре 2009 г. и июле 2010 г. значения проницаемости оценены в 512 мД, 252,13 мД и 346 мД, соответственно.

В графическом виде результаты неоднократных определений проницаемости коллекторов на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях приведены на рисунках 3.24 и 3.25). Фиксируются как существенное увеличение значений проницаемостей, так и их уменьшение. Так, например, в скв. 1228 Урненского месторождения измеренные значения составляют 202,2 мД и 843 мД, в скв. 1031 – 1740 мД и 881 мД. В скв. 1035 различия еще больше – 2752,9 мД и 380 мД. Для скважин Усть-Тегусского месторождения также фиксируются существенные различия в проницаемости по скважинам – в скв. 2292 от 123,7 мД до 247 мД, в скв. 2224 – от 284 мД до 474,53 мД.

В большинстве своём на скважинах наблюдается снижение проницаемости, особенно на Усть-Тегусском месторождении. Это может быть связано с воздействием множества природных и техногенных факторов, приводящих к ухудшению фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, например

- проникновением жидкости глушения (пресной или соленой воды) или жидкости промывки в процессе подземного ремонта;
- набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;
- образование водонефтяной эмульсии;

— выпадение и отложение асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемых или закачиваемых вод при изменении термобарических условий;

— кольматация призабойной зоны скважины, проникновение механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины и многое другое.

На скважинах, где происходит резкое повышение проницаемости, а это в большинстве своём происходит на Урненском месторождении, можно предположить процесс очищения призабойной зоны и возможный рост техногенной трещиноватости.

Изменения в оценках проницаемости могут быть связаны не только с реальными изменениями фильтрационных свойств коллекторов, но и с неоднозначностью методов интерпретации гидродинамических исследований.

Как представляется, вторая причина является более вероятной. Косвенным свидетельством этого является сохранение практически идентичного вида кривых восстановления давления. При этом изменения в оценках проницаемости тесно связаны с изменениями в оценках скин-фактора.

Значения проницаемости, определенные по материалам гидродинамических исследований, варьируются в значительных пределах от 2,13 мД до 2818,9 мД на Урненском (рисунок 3.26) месторождении и от 2,19 мД до 672 мД на Усть-Тегусском (рисунок 3.27). Значимы (на порядки) различия в оценках проницаемости по различным скважинам не могут быть обусловлены погрешностями интерпретации и свидетельствуют о проявлении существенной фильтрационной неоднородности коллекторов Урненского и Усть-Тегусского месторождений.

В распределении значений проницаемости, определенных по результатам гидродинамических исследований скважин Урненского месторождения, видно, что наибольшее число данных (17) попадают в интервал проницаемости от 1000 мД до 3000 мД, чуть меньшее количество (13) приходится на интервал проницаемости от 500 мД до 1000 мД (рисунок 3.24). Второй локальный

экстремум в распределении относится к значениям проницаемости 10 – 50 мД. В общих чертах это распределение согласуется с распределением значений проницаемости, определенных по петрофизическим исследованиям.

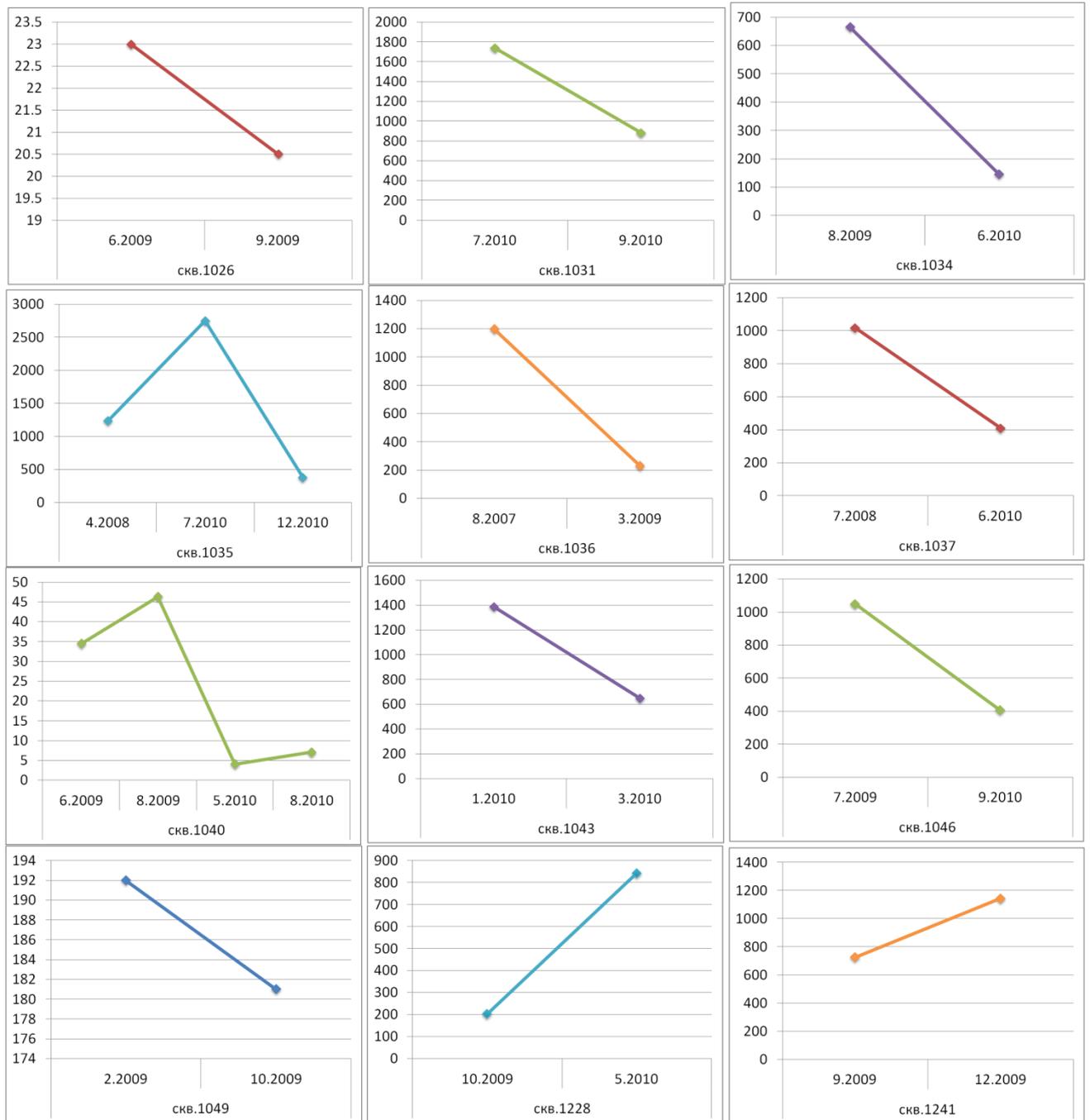


Рисунок 3.24 – Изменение проницаемости по скважинам Урненского месторождения

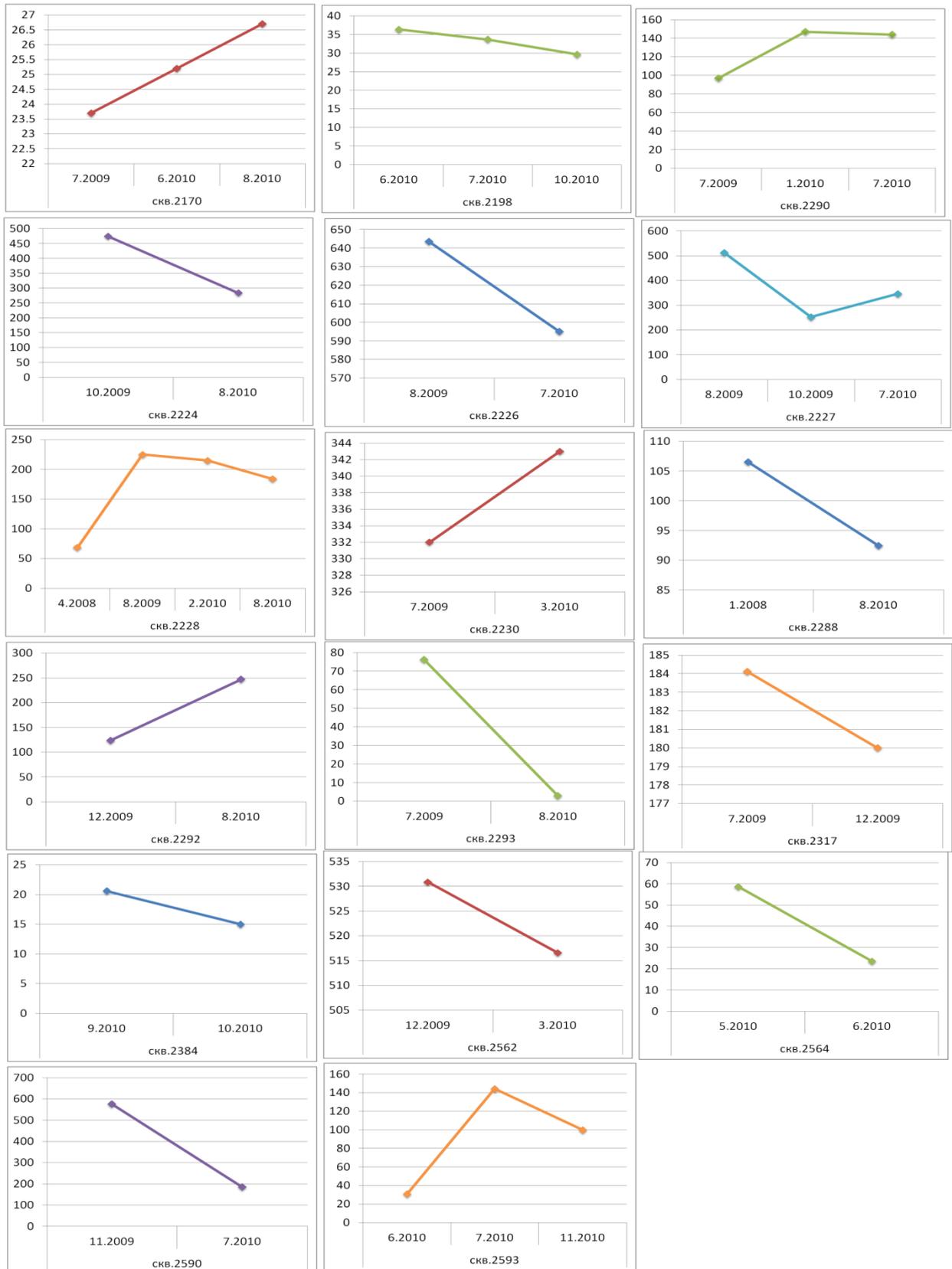
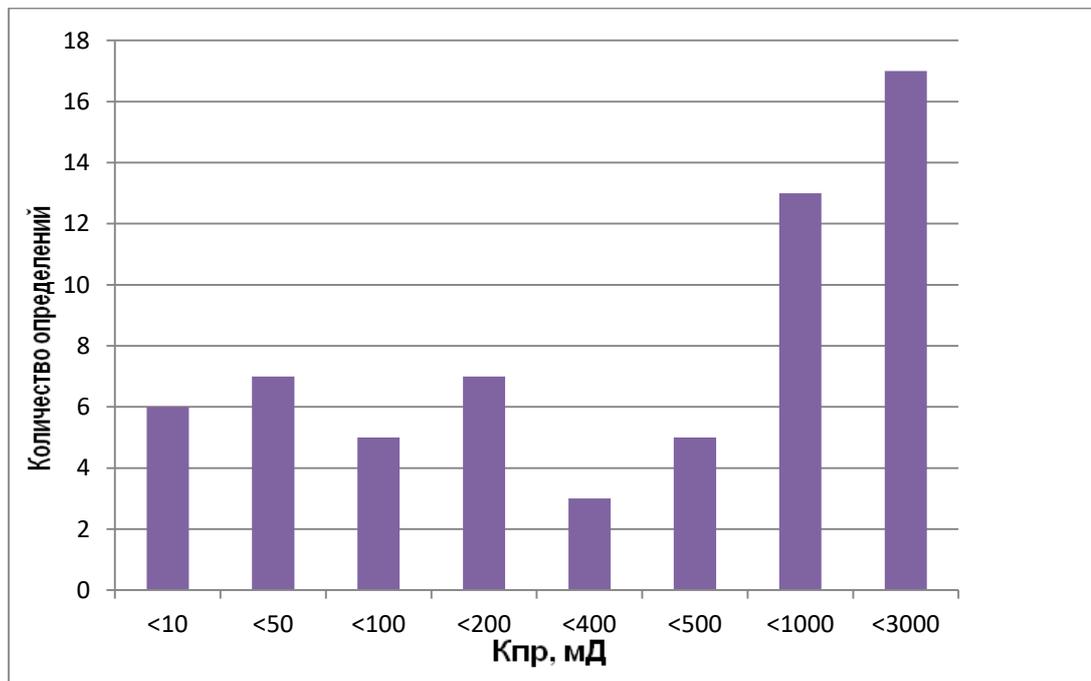


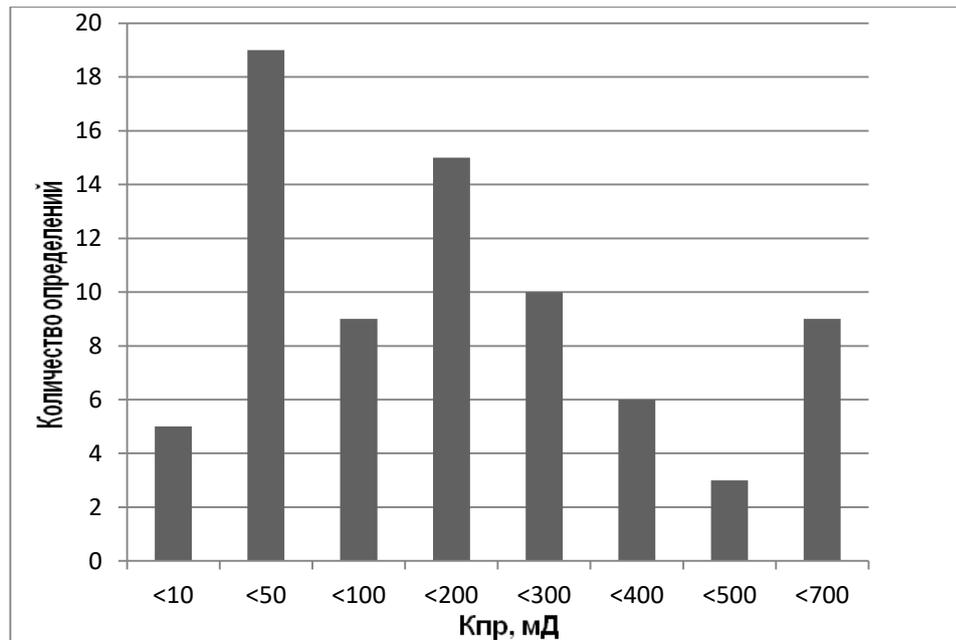
Рисунок 3.25 – Изменение проницаемости по скважинам Усть-Тегусского месторождения

По данным исследований скважин Усть-Тегусского месторождения преобладающие значения проницаемости (19) относятся к интервалу от 10 мД до 50 мД (рисунок 3.26б). Более статистически закономерным представляется экстремум в интервале от 100 мД до 200 мД, за которым следует еще один всплеск значений проницаемости более 500 мД.

Полученные различия статистических характеристик фильтрационных показателей коллекторов Урненского и Усть-Тегусского месторождений, определенных по результатам ГДИ, являются дополнительным свидетельством существенности различий в строении и коллекторских свойствах этих месторождений.



(a)



(б)

Рисунок 3.26 – Распределение значений проницаемости, определенных по результатам ГДИ на Урненском (а) и Усть-Тегусском (б) месторождениях

При сопоставлении результатов морфоструктурного анализа с распределением значений коэффициента проницаемости, определенного по результатам ГДИ в эксплуатационных скважинах (рисунок 3.27) явной взаимосвязи не прослеживается. Следовательно, геодинамические и флюидодинамические процессы не только разбили исследуемую территорию на блоки, но и оказали существенное воздействие на формирование неоднородности фильтрационно-емкостных свойств в них. Особенно выражено это проявляется на Усть-Тегусском месторождении, где скважины с высокими значениями коэффициента проницаемости соседствуют со скважинами с более низкими значениями этого параметра. Как представляется, это так же согласуется с более сложным глубинным строением Усть-Тегусского месторождения по сравнению с Урненским месторождением.

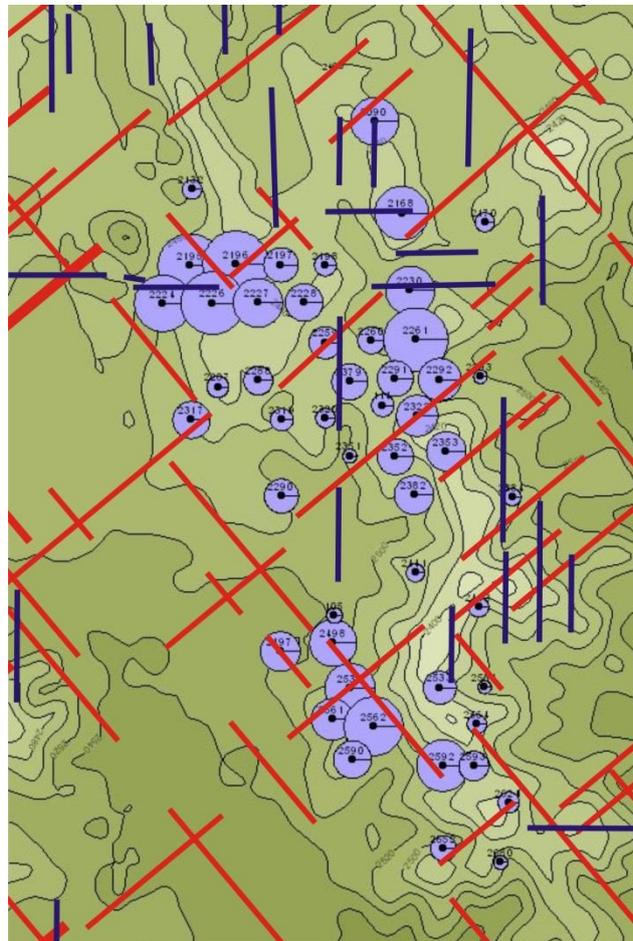
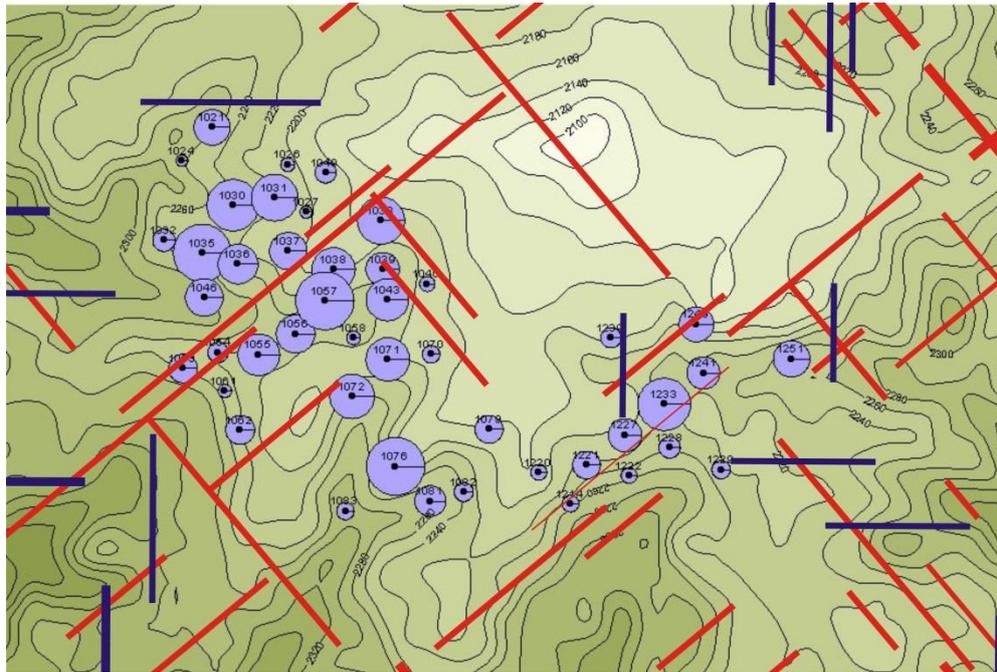


Рисунок 3.27 – Сопоставление результатов морфоструктурного анализа с распределением значений коэффициента проницаемости, определённых по результатам ГДИ в эксплуатационных скважинах по Урненскому (сверху) и Усть-Тегусскому (снизу) месторождений

Исходя из анализа гидродинамических исследований выполненных на Урненском и Усть-Тегусском месторождении можно сделать выводы о более высоких значениях коэффициента проницаемости на Урненском месторождении по сравнению с оценками проницаемости продуктивных отложений по керновому материалу и по результатам интерпретации ГИС. Очевидно, это обусловлено наличием высокопроницаемых коллекторов, вынос которых в керновом материале незначителен (вследствие их малой механической прочности). На Усть-Тегусском месторождении таких отличий в значениях проницаемости, определенных по различным типам данным, не наблюдается.

Проведенный анализ материалов гидродинамических, петрофизических и геофизических исследований, полученных при разведке и эксплуатации Урненского и Усть-Тегусского месторождений, позволяют сделать следующие выводы:

Анализ керновых материалов характеризует изучаемые коллектора как поровые, сильно неоднородные (за исключением пласта Ю3), с проявлением двойной системы порового пространства.

Результаты определения проницаемости коллекторов Урненского и Усть-Тегусского месторождений по материалам интерпретации геофизических исследований в скважинах характеризуются существенно пониженными (по сравнению с определениями по керну) значениями, что очевидно обусловлено статистической основой данного метода исследований.

Гидродинамические исследования выявили высокие значения фильтрационно-емкостных свойств на Урненском месторождении, где прослеживаются зоны повышенной проницаемости, по всей видимости, связанные с разломами и трещинами, обусловленными разломно-блочным строением фундамента и осадочного чехла.

В целом проведенные исследования фильтрационно-емкостных свойств изучаемых коллекторов свидетельствуют об их существенной неоднородности, обусловленной наличием линейных зон с пониженной или повышенной

проницаемостью. Полученные результаты значительно отличаются от заложенных в проектах разработки месторождений модельных представлений (с однородными поровыми коллекторами и незначительными сдвиговыми тектоническими осложнениями). Выявлены существенные различия в фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных отложений Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Так по результатам гидродинамических исследований на Урненском месторождении демонстрируют повышенные значения проницаемости коллекторов.

3.4 Влияние температуры закачиваемой жидкости на вымываемость нефти

Для определения характеристик изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов при изменении температуры закачиваемых вод пласта Ю₁ Урненского месторождения были проведены исследования, главной целью которых являлось определение динамики изменения проницаемости продуктивного объекта в пластовых условиях при фильтрации подтоварной воды [56].

Исследование влияния температуры закачиваемой жидкости на эффективность процесса разработки высокопроницаемых и низкопроницаемых объектов продуктивного пласта Ю₁ Урненского месторождения лабораторные исследования на физических моделях по прокачке через керн жидкостей проводились при следующих температурных режимах:

- при пластовой температуре 85-86°C;
- при снижении температуры в процессе прокачки до 60°C;
- при повышении температуры в процессе прокачки до 120°C.

В процессе экспериментальных исследований для моделей высокопроницаемых и низкопроницаемых коллекторов пласта Ю₁ Урненского месторождения также были определены следующие характеристики:

- начальная нефтенасыщенность образцов;
- остаточная нефтенасыщенность после прокачки подтоварной воды на 1-м (стандартном) этапе;

- коэффициент вытеснения после прокачки подтоварной воды на 1-м (стандартном) этапе;
- остаточная нефтенасыщенность после прокачки подтоварной воды на 2-м этапе (снижение или повышение пластовой температуры);
- коэффициент вытеснения после прокачки подтоварной воды на 2-м этапе (снижение или повышение пластовой температуры).

Результаты экспресс-анализа динамики изменения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения моделей высокопроницаемых и низкопроницаемых пород-коллекторов пласта Ю₁ Урненского месторождения при изменении температуры закачиваемой подтоварной воды свидетельствуют:

1. Анализ фильтрационных характеристик образцов после прокачивания подтоварной воды при снижении пластовой температуры до 60⁰С показал, что прокачка подтоварной воды пониженной температуры в низкопроницаемых коллекторах юрских отложений негативно влияет на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения. Кроме этого, эффективность доотмыва нефти после прокачки 27-31 объемов порового пространства в высокопроницаемых коллекторах снижается в два раза (коэффициент вытеснения увеличивается в среднем на 0,6%, а при пластовой температуре он достигает 1,2%).

2. Сравнение фильтрационных характеристик образцов после прокачивания подтоварной воды при повышении пластовой температуры до 120⁰С показало, что прокачка подтоварной воды повышенной температуры в низкопроницаемых коллекторах юрских отложений за счет эффективного доотмыва нефти после прокачки 27-31 объемов порового пространства резко снижает остаточную нефтенасыщенность и увеличивает коэффициент вытеснения - в среднем на 4,1% и 6,6% соответственно. При этом эффективность доотмыва нефти в высокопроницаемых коллекторах увеличивается еще более (в среднем на 5,5% и 7,7% соответственно).

Динамика изменения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения моделей высокопроницаемых и низкопроницаемых пород-

коллекторов при изменении температуры закачиваемой подтоварной воды приведена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Динамика изменения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов и температуры закачиваемой жидкости

Условия анализа		Поддержание пластовой температуры - 85°C		Снижение температуры до 60°C		Повышение температуры до 120°C	
		Сниже- ние ост. нефте- нас-ти, %	Увели- чение коэф-та вытес- нения, %	Сниже- ние ост. нефте- нас-ти, %	Увели- чение коэф-та вытес- нения, %	Сниже- ние ост. нефте- нас-ти, %	Увели- чение коэф-та вытес- нения, %
Высоко- проницаемый коллектор	Урненское	-0,5	0,7	-0,2	0,3	-4,6	6,2
Низко- проницаемый коллектор	Урненское	-2,4	3,8	-0,2	0,3	-4,5	6,9

При снижении температуры нефти происходит изменение фазового равновесия, уменьшается растворимость парафина в нефти и вследствие того, что твердый парафин осаждается на стенках порового пространства в призабойной зоне, происходит закупорка пор и снижение производительности скважины. Из промышленной практики хорошо известно, что как при освоении, так и в процессе эксплуатации скважин тепло, внесенное извне в призабойную зону, всегда

благоприятно сказывается на сокращении продолжительности освоения и повышении продуктивности скважины.

Таким образом, при закачке подтоварной воды с повышенной температурой снижается остаточная нефтенасыщенность и увеличивается коэффициент вытеснения нефти.

4 ВЛИЯНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ И ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ПРОМЫСЛОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

К настоящему времени накоплен значительный опыт разработки месторождений нефти с поддержанием пластового давления и выработаны специализированные подходы, направленные на оптимизацию фильтрационных потоков с целью увеличения нефтеотдачи. Основное внимание при этом уделяется анализу и учету неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений [22, 23 и др.]. Для месторождений Западной Сибири в качестве основной причины неоднородности коллекторских свойств рассматриваются локальные условия седиментации, определяющие фациальную изменчивость слагающих пород [23, 13, и др.]. В последнее время важное внимание уделяется влиянию геодинамических факторов на формирование условий нефтегазоносности осадочного чехла и палеозойского фундамента [10, 62 и др.], а также локальных особенностей строения и свойств продуктивных пластов нефтегазовых месторождений [8, 17, 76, 105 и др.].

По Урненскому месторождению обработана информация по работе 70-ти добывающих скважин и 15-ти нагнетательных скважин за период с 12.05 г. по 02.11г. По Усть-Тегусскому месторождению аналогичная информация сведена по работе 73-х добывающих скважин и 18-ти нагнетательных за период работы с 08.09 г. по 02.11 г.

4.1 Динамика изменения показателя обводненности продукции

Сводные данные проектных и фактических показателей работы Урненского и Усть-Тегусского месторождений за период до 2010 г. представлены в таблицах 4.1 и 4.2. Как следует из приведенных данных обводненность продукции (24% и 19%) значительно превышает проектные показатели (4.5% и 3.2%, соответственно). Вместе с тем, по обоим месторождениям фактические дебиты как по жидкости, так и по нефти существенно превышают проектные (особенно на Урненском месторождении). Таким образом технологические условия разработки месторождений отличаются повышенной интенсивностью и в целом свидетельствует о том, что заложенные в проектные расчеты представления о строении и свойствах продуктивных пластов существенно отличаются от реальных условий. Более высокие по отношению к проектным дебиты скважин (как добывающих, так и нагнетательных) подтверждают наличие высокопроницаемых зон. В определенной степени об этом свидетельствует и быстрый рост обводненности продукции.

Таблица 4.1 – Сопоставление фактических и проектных показателей разработки Урненского месторождения

	2007		2008		2009		2010	
	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект
Фонд добывающих скв., шт	4	3	5	3	38	69	65	77
Ср. дебит жидкости, т/сут	60		70		227	90	152	53.30
Ср. дебит нефти, т/сут	60		70		180	89	118	50.80
Среднегодовая обводненность, %	0.00	0.00	0.00	0.00	17	1.00	24	4.50
Фонд нагнетательных скв., шт					4		12	19
Ср.приемистость нагн.скв. м ³ /сут					306.0 4		271. 47	114.00

Таблица 4.2 – Сопоставление фактических и проектных показателей разработки
Усть-Тегусского месторождения

	2007		2008		2009		2010	
	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект
Фонд добывающих скв., шт	3	3	7	1	40	71	56	90
Ср. дебит жидкости, т/сут	99.4 6	28	61	60.70	148	88.90	137	79.60
Ср. дебит нефти, т/сут	99.4 6	28	61	60.70	123	88.30	114	74.50
Среднегодовая обводность, %	0.00	0.00	0.00	0.00	16	0.60	19	3.20
Фонд нагнетательных скв., шт					6		14	10
Ср.приемистость нагн.скв. м ³ /сут					383		281	234.00

Показатели обводненности различных скважин варьируют в очень широких пределах – от значений близких к нулю и почти до 100%. На рисунках 4.1 и 4.2 приведены гистограммы распределения обводненности по скважинам Урненского и Усть-Тегусского месторождений.

Вследствие того, что обводненность скважин изменяется за время наблюдений и зачастую значительно, на рисунках для каждого из месторождений приведены распределения трех показателей – максимальных достигнутых значений обводненности по скважинам, простым средним значениям во времени и взвешенным значениям по дебиту скважин по жидкости. Первый показатель (максимальная обводненность) в большей степени характеризует текущий уровень этого показателя по скважинам месторождений. Средние значения во времени, по-видимому, являются наиболее простой характеристикой. Взвешенная по дебитам характеристика, учитывает изменчивость во времени продуктивности добывающих скважин.

Как следует из представленных на рисунках 4.1 и 4.2 данных в распределении обводненности продукции Урненского и Усть-Тегусского месторождения имеются как общие черты, так и существенные различия. Общим

является преобладание скважин с низкой (менее 10%) обводненностью для всех трех вариантов характеристики этого показателя. Это вполне соответствует начальному периоду разработки месторождений.



Рисунок 4.1 – Распределение показателя обводненности продукции Урненского месторождения

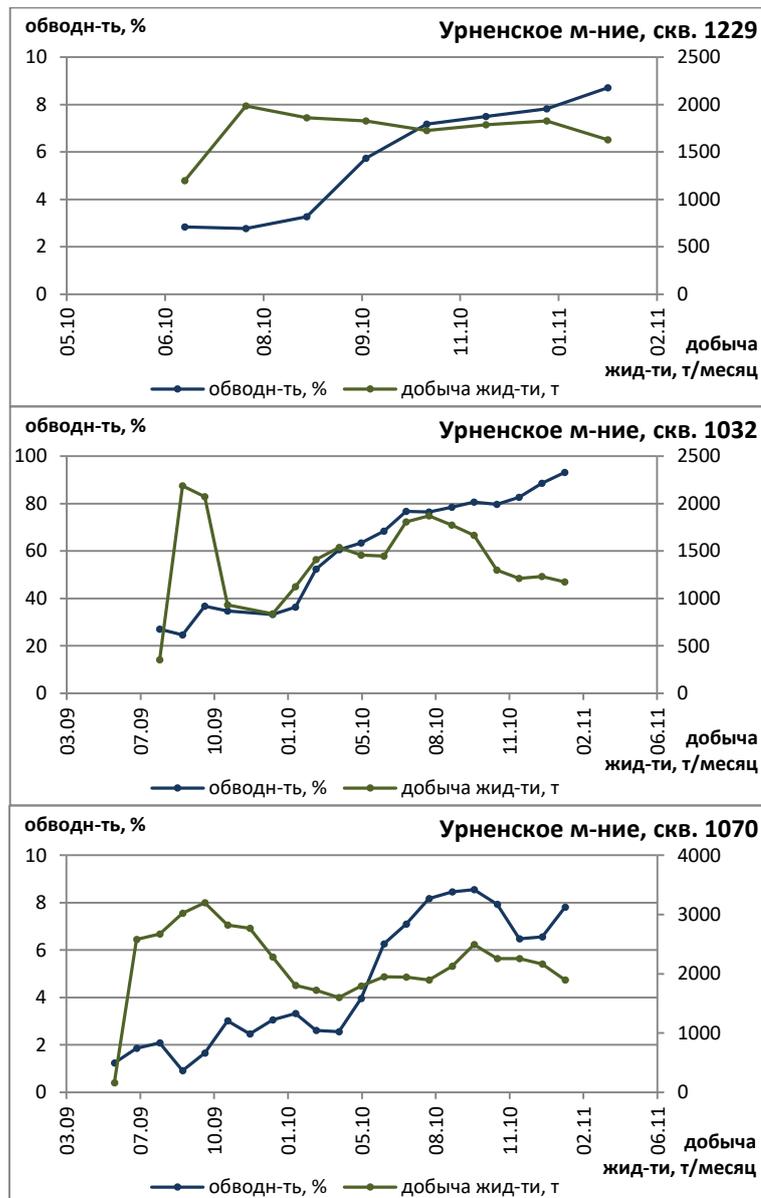


Рисунок 4.2 – Распределение показателя обводнённости продукции Усть-Тегусского месторождения

Средние значения обводнённости (как простые, так и взвешенные по дебитам добывающих скважин) на Урненском месторождении также варьируют в широких пределах, достигая 80% и более. Изменение обводненности продукции во времени по отдельным скважинам имеет разнообразный характер (рисунки 4.3-4.4). Для скважин Урненского месторождения преобладающим является устойчивый рост обводнённости (рисунок 4.3) как при малых значениях этого показателя, так и при средних и высоких (менее 10%, до 40% и более 40%, соответственно). При этом на темпы роста обводнённости не оказывает видимого влияния изменение дебитов добывающих скважин (на рисунках даны месячные объемы добываемой жидкости). Так в скважине 1229 в течение полугода

обводненность возрастает с 3% до 9% и при этом объем месячной добычи изменяется незначительно. На скважине 1032 обводненность растет с 20% до 90%, а уровень добычи также меняется относительно незначительно.

Представленные данные по изменению обводненности продукции добывающих скважин во времени являются характерными при разработке месторождений нефти с использованием системы заводнения. Однако в режиме разработки Урненского месторождения встречаются и более сложные закономерности в динамике обводненности продукции.



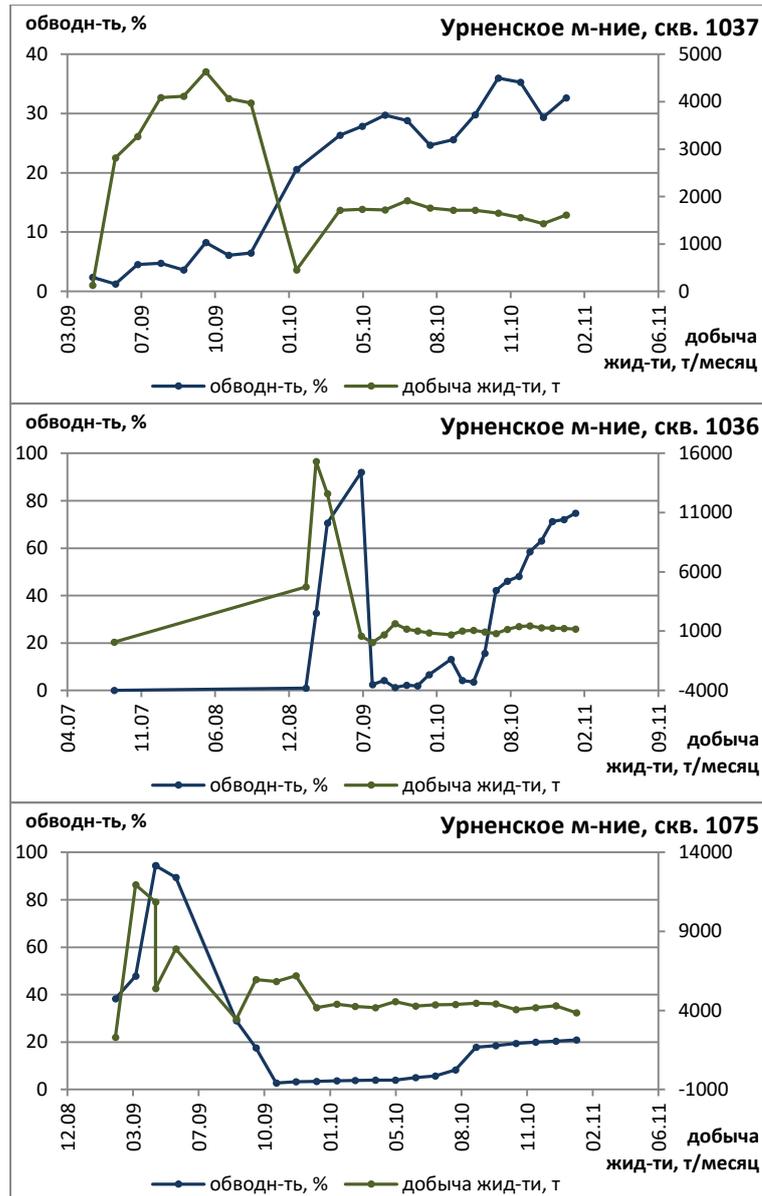
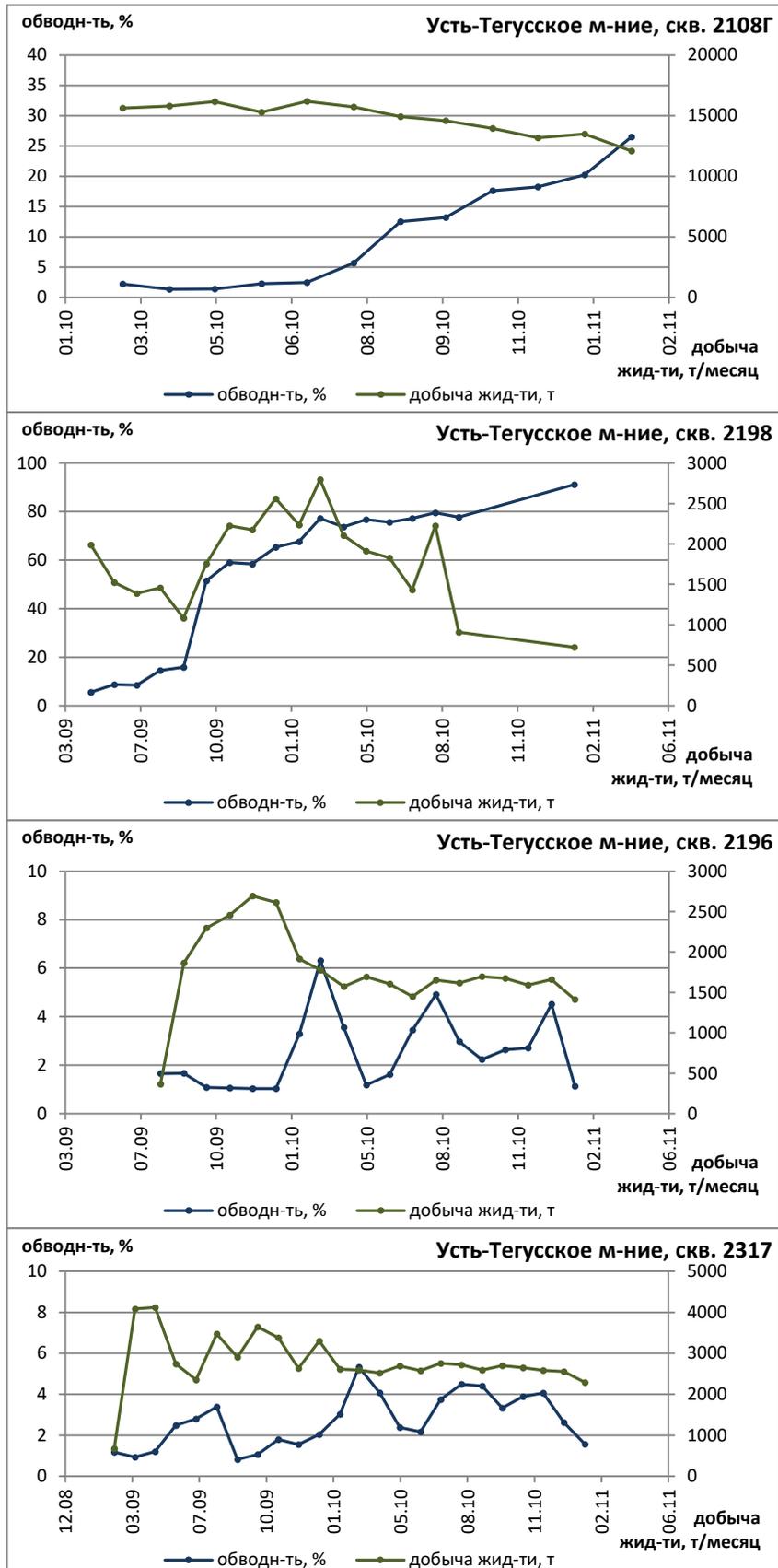


Рисунок 4.3 – Графики обводнённости и добычи жидкости по скважинам 1229, 1032, 1070, 1037, 1036, 1075 Урненского месторождения

Характерные примеры колебательных изменений показателя обводнённости наблюдаются в работе скв. 1070 в течение более 1.5 лет показывают, что на фоне относительно низких значений обводнённости, при общей тенденции к ее росту, прослеживаются периоды устойчивого понижения содержания воды в продукции скважин. Аналогичные тенденции отмечаются и в скважине 1037, но при существенно более высоких (до 20% – 35%) показателях обводнённости продукции. В работе этой скважины также не прослеживается связь между изменениями в её дебита и величины обводнённости.

По ряду скважин в изменении обводнённости продукции прослеживается явная связь с их дебитами, по крайней мере на определенных этапах их работы. Так, в скважине 1036 вслед за повышением отбора жидкости более чем в семь раз в начале 2009 г. обводнённость продукции выросла более чем до 90% почти с нулевой отметки. После снижения объемов отборов к середине 2009 г. синхронно резко и практически до нуля падает показатель обводненности. В последующем опять фиксируется рост обводнённости, но уже при мало изменившемся дебите скважине. В скв. 1075 отмечается аналогичный характер соотношения роста дебита скважины и обводнённости продукции (более чем 90%) в начальный период ее работы и последующее «закономерное» относительно плавное увеличение доли воды в продукции при дебитах, изменяющихся незначительно. Отметим, что проявившийся в этих скважинах вид взаимосвязи в изменениях дебитов скважин и обводнённости продукции характерна в условиях подтягивания конуса подошвенных залежи.

В работе скважин Усть-Тегусского месторождения также встречаются отмеченные выше тенденции в изменении обводнённости продукции во времени и соотношении этого показателя с дебитами скважин. На рисунке 4.4 представлены данные по работе скважин 2108 и 2198, имеющие тенденции устойчивого роста показателя обводненности. Следует отметить, что на Усть-Тегусском месторождении такой характер изменения обводнённости встречается менее часто по сравнению со скважинами Урненского месторождения.



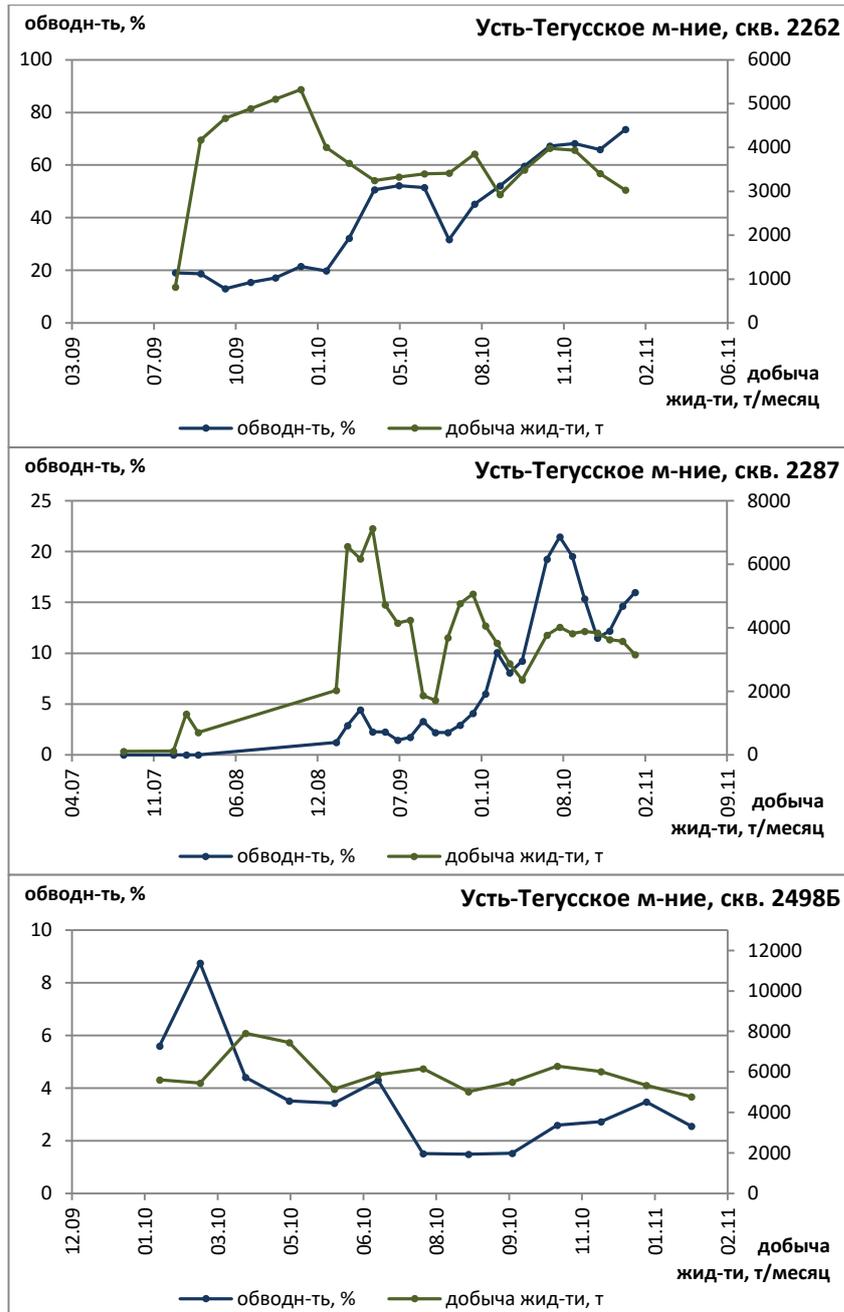


Рисунок 4.4 – График обводненности и добычи жидкости по скважине 2108Г, 2198, 2196, 2317, 2262, 2287, 2498Б Усть-Тегусского месторождения

Достаточно большое количество скважин не имеет выраженного характера трендового поведения показателя обводненности в процессе их эксплуатации. При этом фиксируются регулярные и весьма значительные колебания в содержании воды в продукции скважин [7]. Например, в скважине 2196 с периодичностью в 3 – 4 месяца обводненность продукции изменяется от 2% и менее, до 6% и более. Отметим, что дебит скважины при этом меняется

незначительно. Аналогичным образом, но с меньшей амплитудой и менее выраженной периодичностью изменяется обводненность продукции скважины 2317.

В работе части скважин локальные понижения показателя обводненности просматриваются на общем трендовом фоне к его росту. В скважине 2262 обводненность возрастает с 20% почти до 80%, а колебания этого показателя достигали 20%. В скважине 2287 общий рост обводненности не так высок – максимальные значения немного превосходят 20%, но колебания достаточно велики и составляют 10%. При этом также как и для скважин Урненского месторождения не наблюдается связь в изменениях обводненности и дебита скважин.

Как показывает практика, снижение обводненности продукции может происходить достаточно длительное время. В качестве примера приведены показатели работы скважины 2498Б Усть-Тегусского месторождения, в которой падение обводненности зафиксировано на протяжении более полугода. При этом величина обводненности невысока и составляет несколько процентов

Для характеристики пространственных закономерностей в обводненности продукции добывающих скважин на рисунках 4.5 и 4.6 приведены условные «карты» средних значений этого показателя. Как видно из представленных данных в изменчивости показателя обводненности по двум рассматриваемым месторождениям проявляются значимые различия.

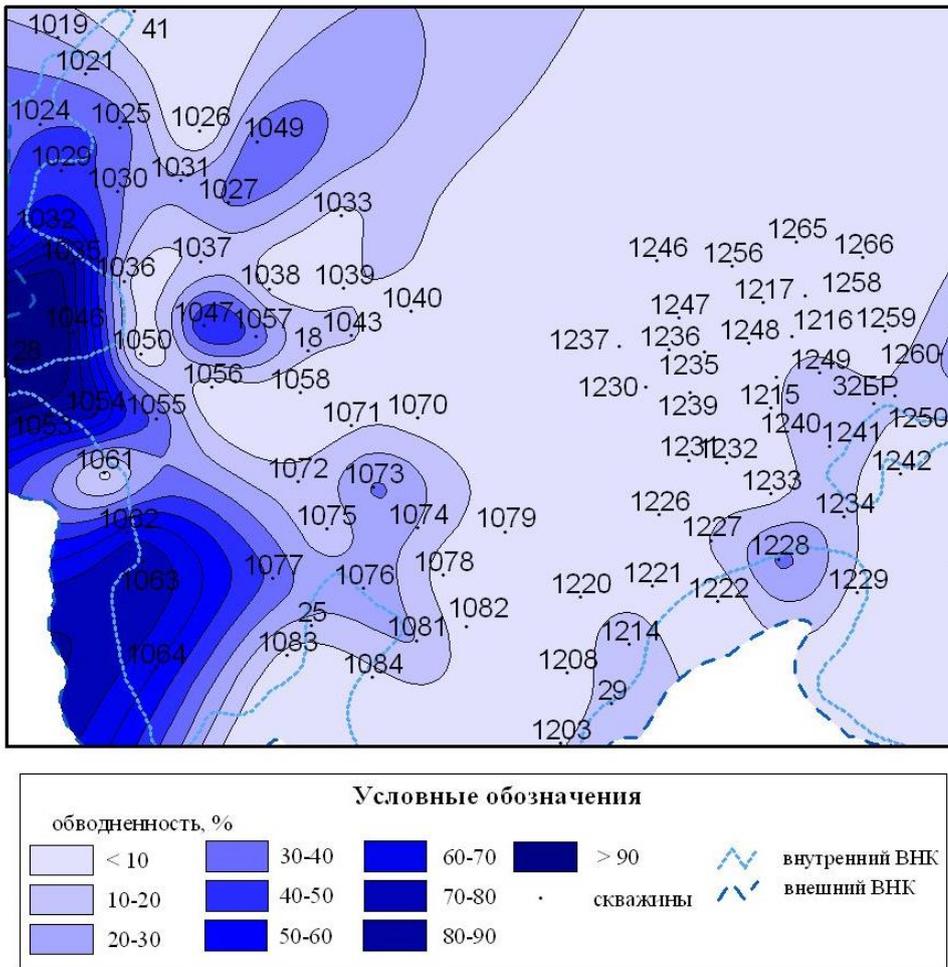


Рисунок 4.5 – Карта осредненных показателей обводненности продукции Уренского месторождения

В общих чертах картина распространения обводненности продукции на Уренском месторождении определяется геометрией строения залежи. Зоны высокой обводненности приурочены к краевым западным участкам залежи. Здесь этот показатель достигает 90% и более. В юго-восточной части обводненность составляет около 40%. Основная часть разрабатываемого месторождения является областью со значением средней обводненности продукции менее 10%.

Усть-Тегусское месторождение характеризуется более сложной картиной изменения обводненности, не имеющих наследуемых черт от формы залегания продуктивных отложений. Отчетливо прослеживается разделение на две зоны – северную и южную. В южной зоне на большей ее части обводненность не превышает 10%. Повышение отмечается на относительно небольшом,

расположенном на юго-востоке, участке, где обводненность достигает 50%. Более рельефная картина обводненности наблюдается в северной части разрабатываемого участка. Здесь зоны высокой обводненности, отличающиеся выдержанностью границат с сопоставимыми по размерам зонами низкой обводненности.

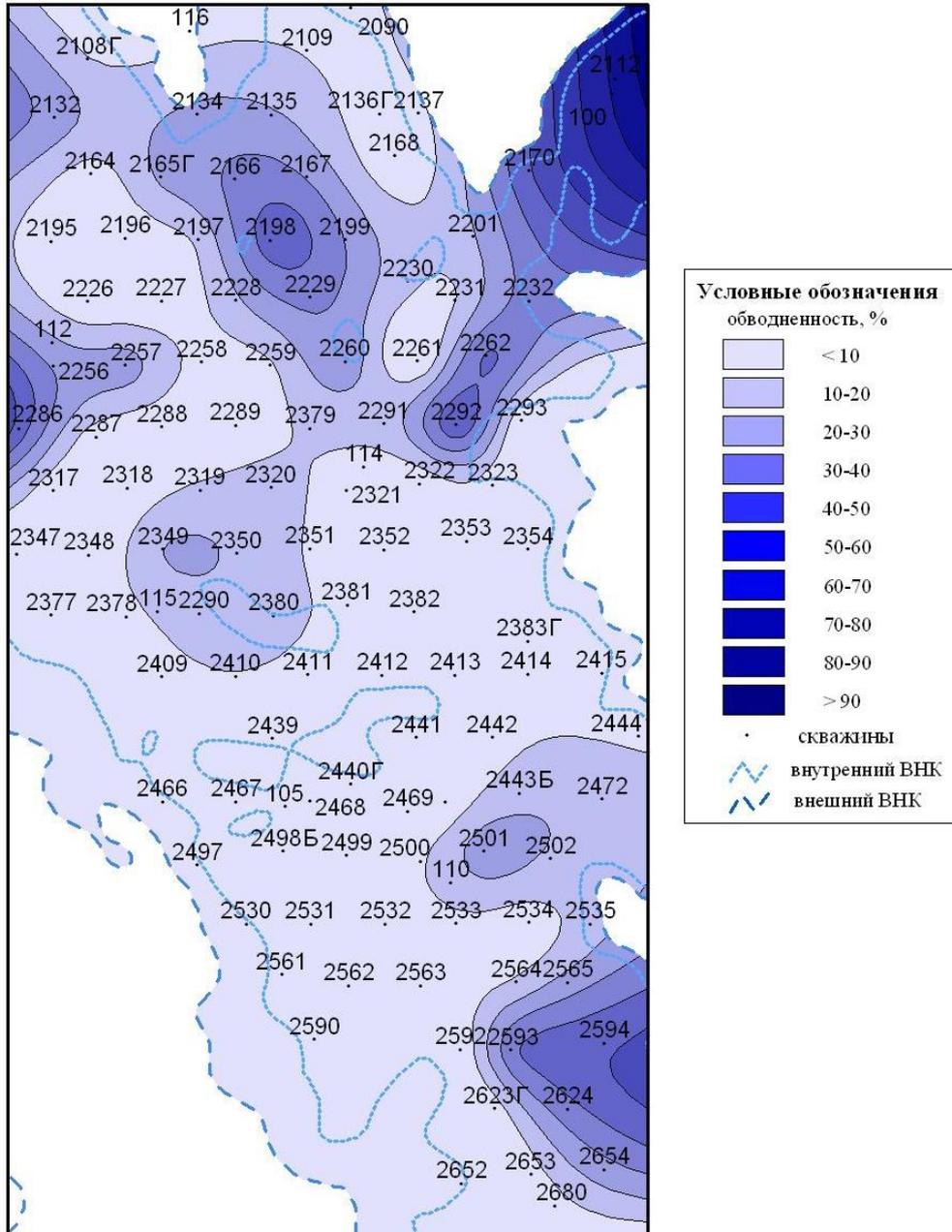


Рисунок 4.6 – Карта осредненных показателей обводненности продукции Усть-Тегусского месторождения

Проведенный анализ данных по обводненности продукции добывающих скважин Урненского и Усть-Тегусского месторождения показывает наличие многих схожих черт в процессах заводнения на этих месторождениях. Во многом это обусловлено тем, что месторождения находятся в ранней стадии разработки и обводненность в целом не очень высока.

Вместе с тем, фиксируются также и особенности, свидетельствующие в частности о проявлении различий в геологическом строении рассматриваемых месторождений, а также о воздействии существенной неоднородности в коллекторских свойствах на обводненность продукции скважин и, соответственно, на другие показатели разработки месторождений [61].

4.2 Анализ геотемпературных условий на стадии эксплуатации

Для детального анализа изменения температуры во времени необходимо сопоставить её естественные, ненарушенными разработкой значения со значениями, полученными уже после начала промышленной эксплуатации [66, 67, 68].

Учитывая распределение теплового потока по рисунку 1.9 были рассчитаны естественные (ненарушенные разработкой температуры) в эксплуатационных скважинах. В качестве примера на рисунках 4.7 и 4.8 представлены изменения во времени разницы между естественными температурами и замерами температур в эксплуатационных скважинах (ΔT). На большинстве графиков прослеживается значительное (на 10-30⁰C) превышение значений эксплуатационных температур над пластовыми в естественной среде.

На рисунке 4.9, рисунке 4.10, рисунке 4.11, рисунке 4.12 продемонстрирована динамика изменения температуры и обводнённости в скважина Урненского и Усть-Тегусского месторождений с течением времени. Видно, что температура и обводнённость имеет тенденцию к увеличению со временем.

На Усть-Тегусской площади рост температуры имеет менее выраженный характер. Здесь встречаются скважины как с устойчивым повышением, так и с небольшим уменьшением температур.

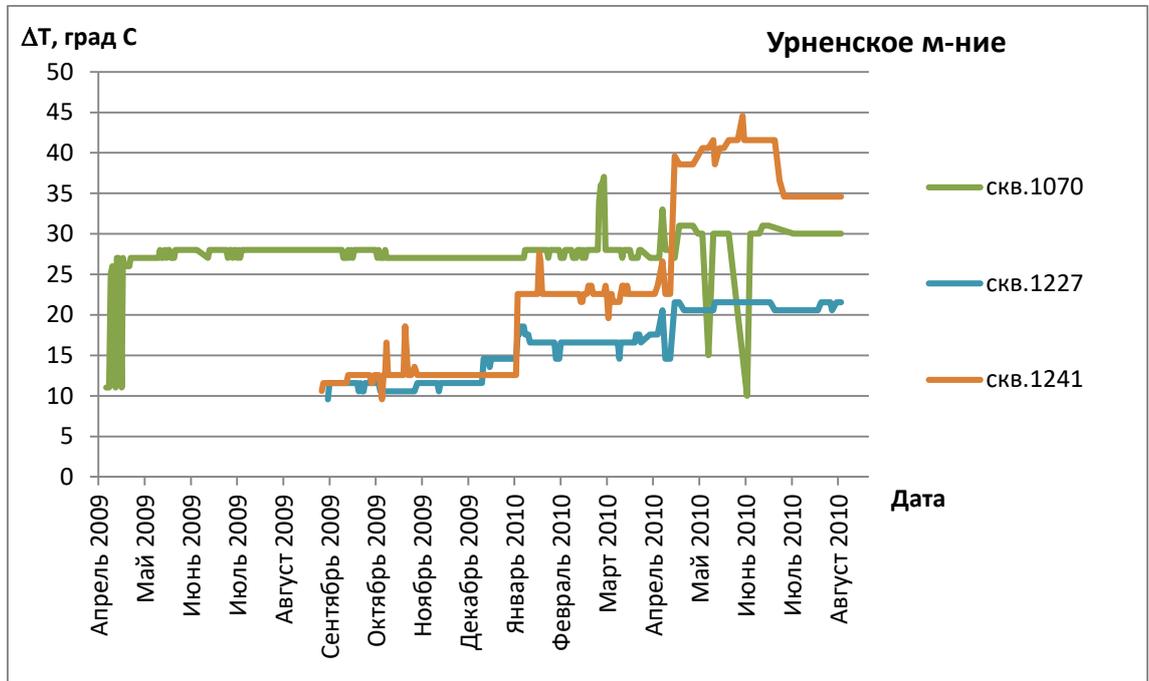


Рисунок 4.7 – Графики изменения ΔТ во времени в скважинах 1070, 1227 и 1241 на Урненском месторождении

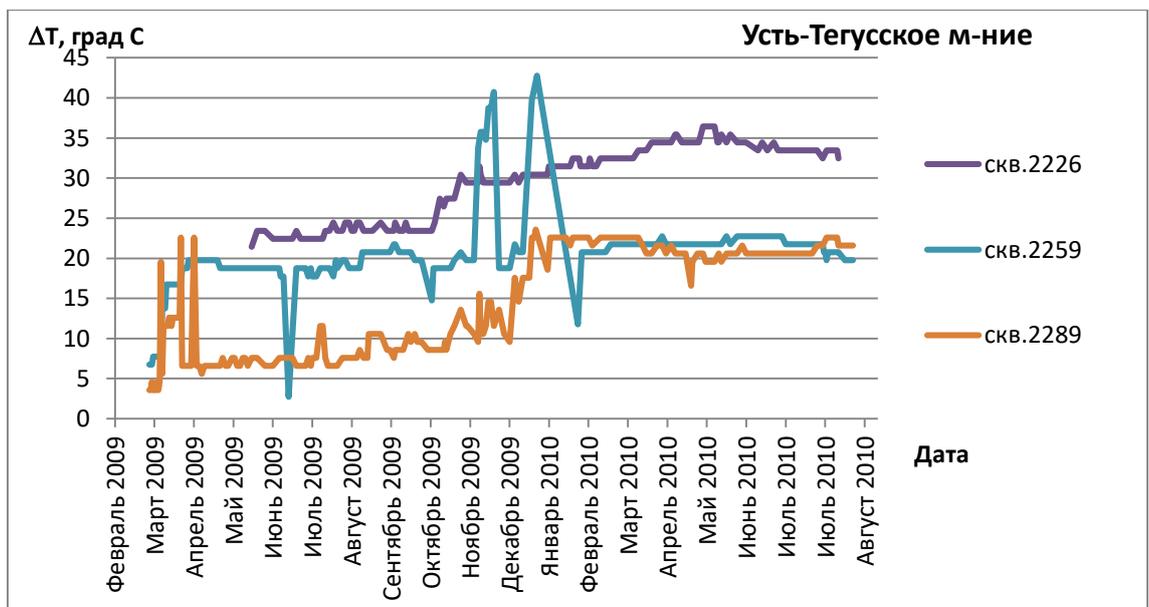


Рисунок 4.8 – Графики изменения ΔТ во времени в скважинах 2226, 2259 и 2289 на Усть-Тегусском месторождении

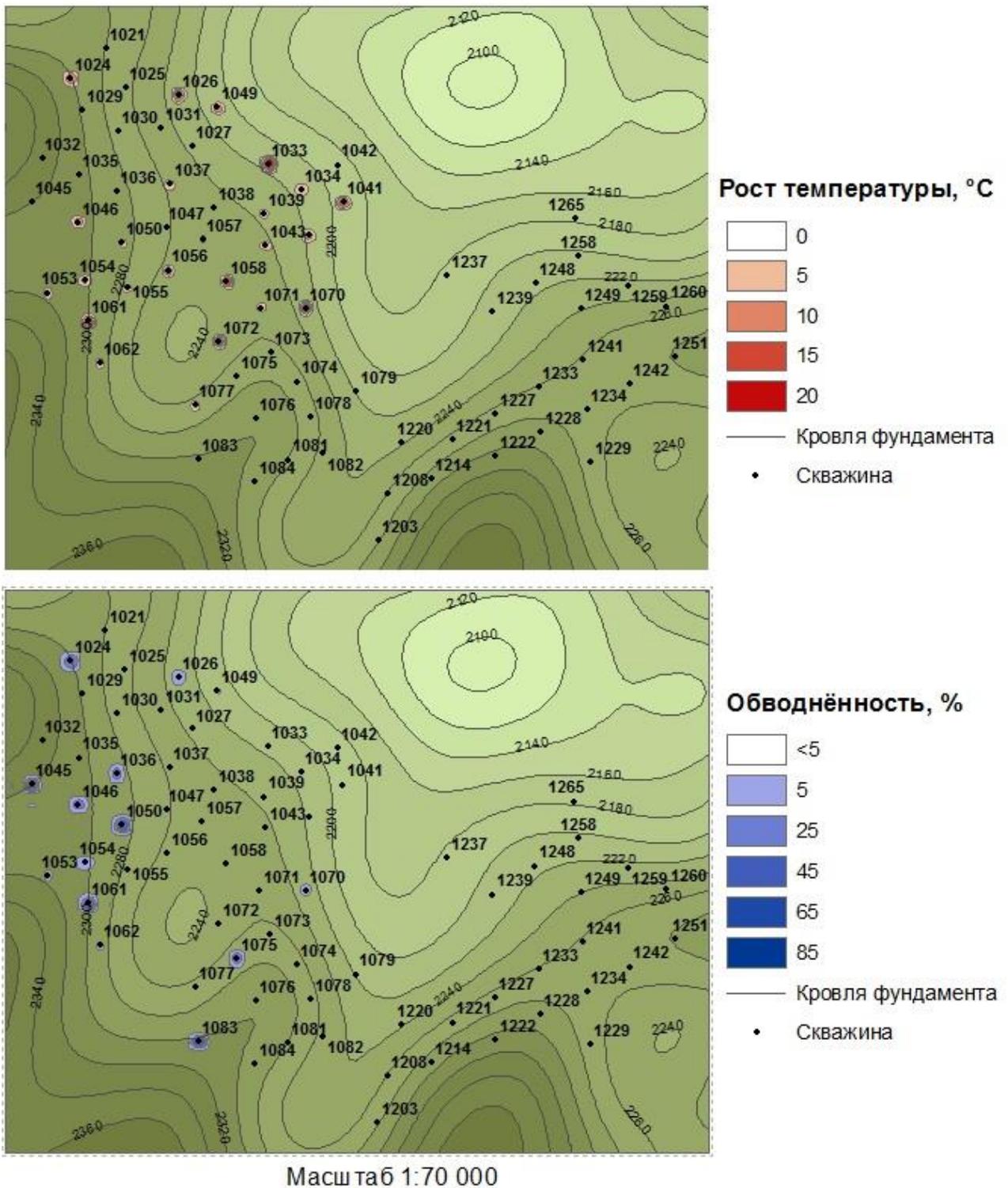


Рисунок 4.9 – Изменение температуры и обводнённости в эксплуатационных скважинах Урненского месторождения за март-май 2009 года

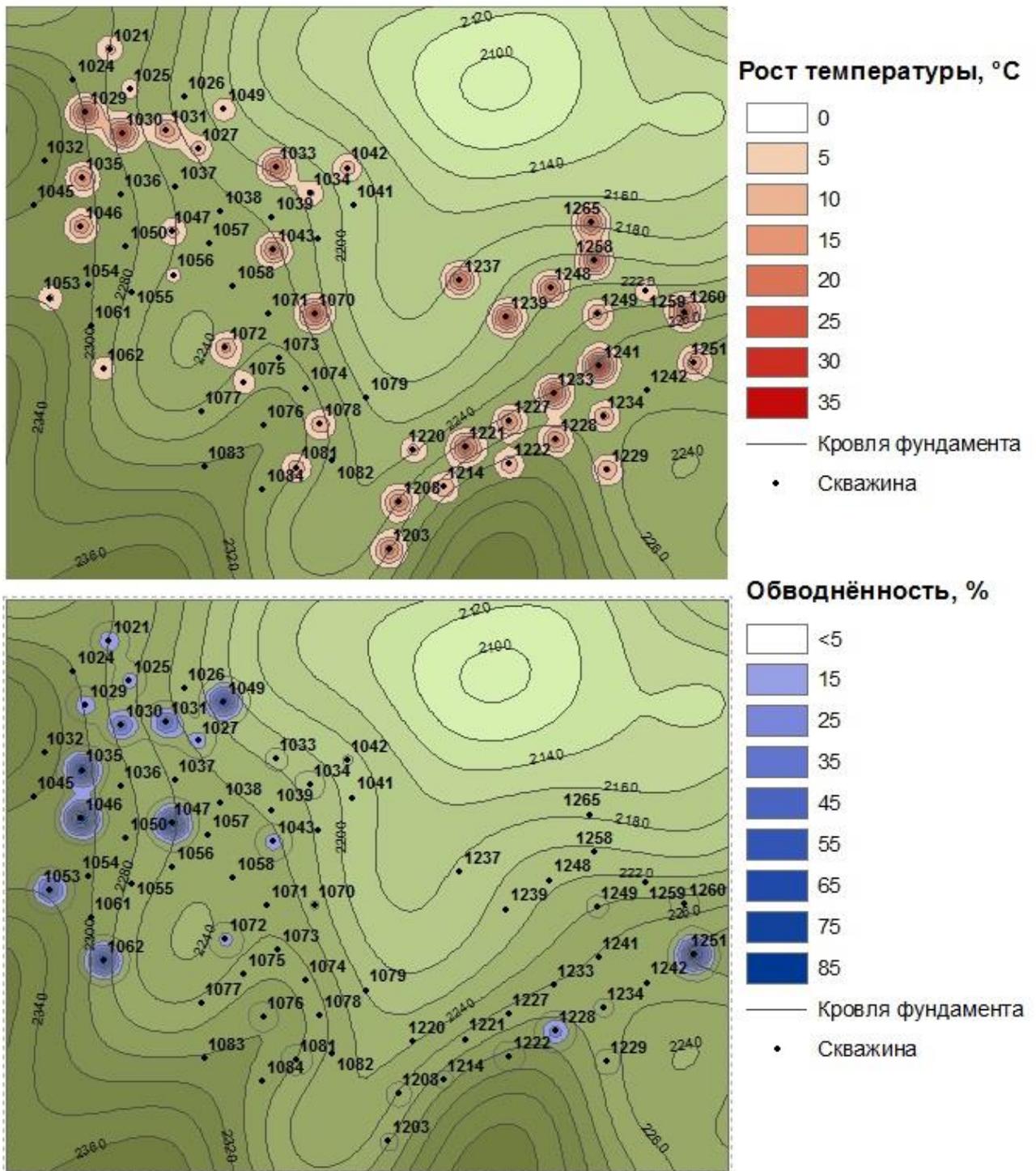
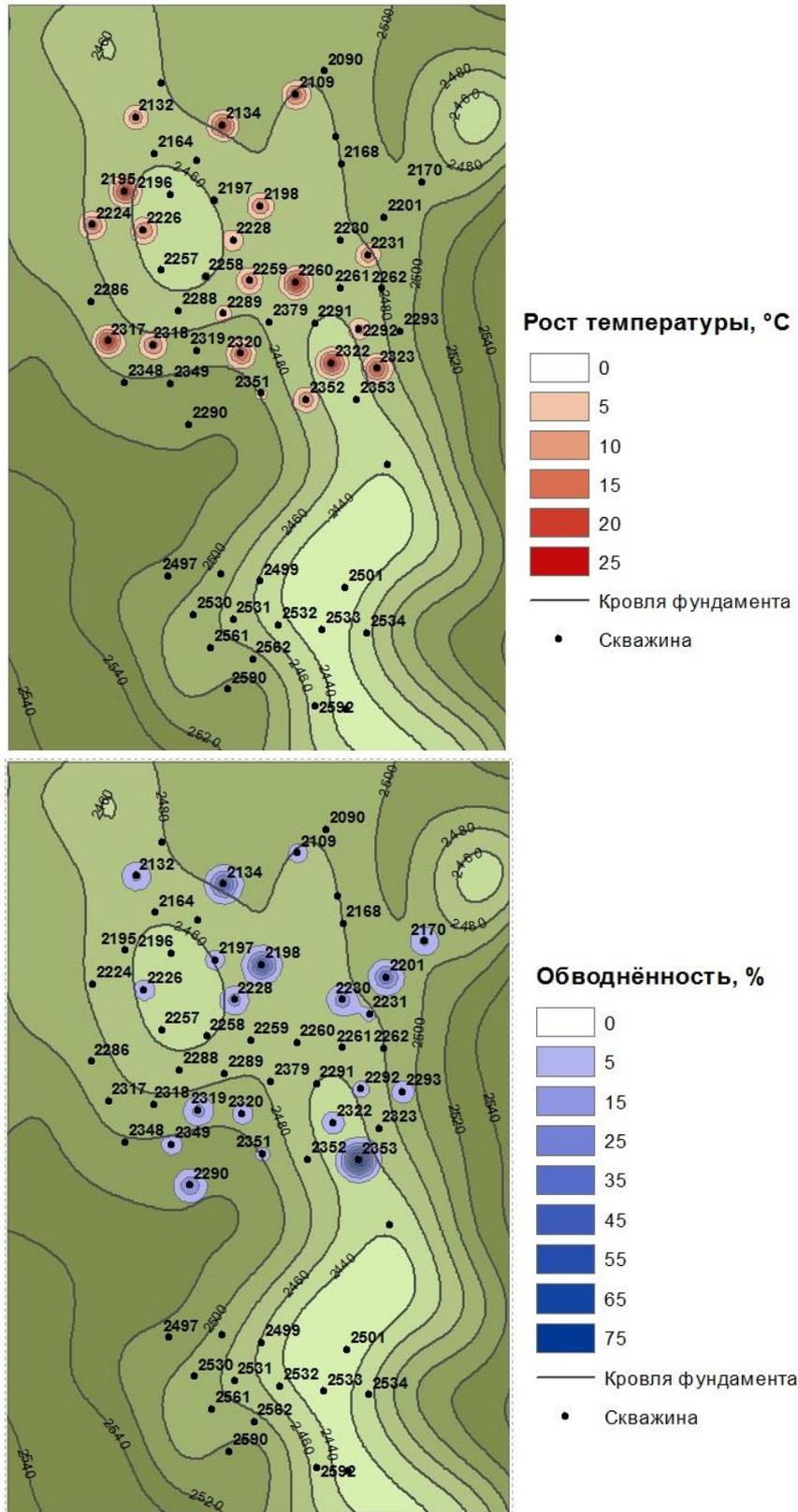


Рисунок 4.10 – Изменение температуры и обводнённости в эксплуатационных скважинах Урненского месторождения за июнь-август 2010 года



Масштаб 1:80 000

Рисунок 4.11 – Изменение температуры и обводнённости в эксплуатационных скважинах Усть-Тегусского месторождения за март-май 2009 года

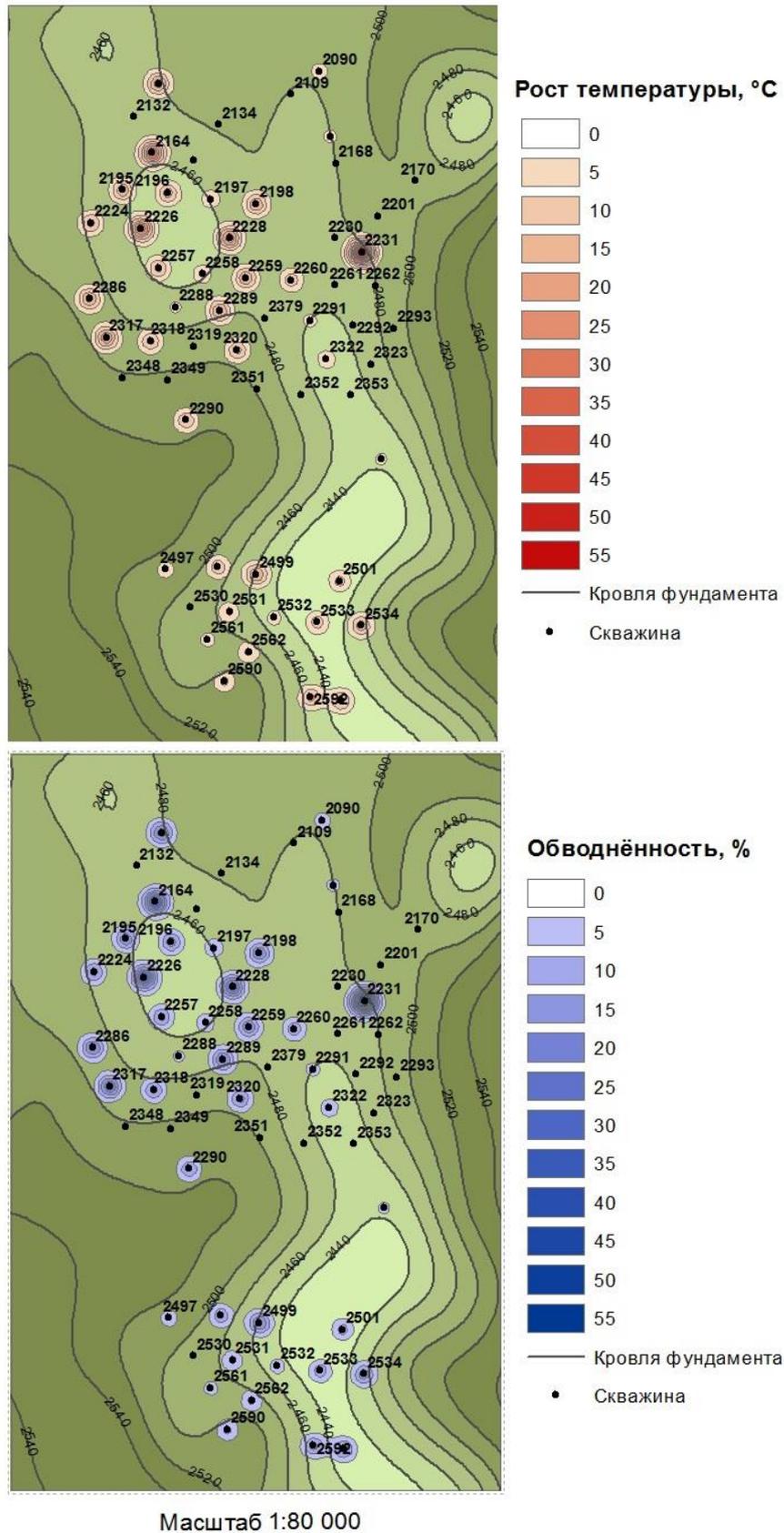


Рисунок 4.12 – Изменение температуры и обводнённости в эксплуатационных скважинах Усть-Тегусского месторождения за июнь-август 2010 года

Выявленные особенности свидетельствуют о значимости воздействия на рассматриваемых месторождениях геодинамических факторов, формирующих во многом нехарактерные для месторождений с простыми геологическими условиями свойства геотермического поля [73, 118].

4.3 Проявление геодинамических процессов в работе промысловых скважин

В процессе эксплуатации Урненского и Усть-Тегусского месторождений фиксируются изменения основных показателей разработки. Эти изменения во многом определяются особенностями геологического строения залежей и, в частности, условиями фильтрационной неоднородности.

В рамках данной работы выполнено сопоставление изменения во времени показателей эксплуатации нагнетательных и соседних с ними добывающих скважин. Основными исходными материалами для сопоставительного анализа являются ежедневные данные (шахматки), которые по сравнению с данными месячных эксплуатационных рапортов отличаются не только большим объемом и детальностью данных, но и перечнем представленной информации. Для характеристики гидродинамических процессов, происходящих в пласте при разработке месторождений представительными являются такие показатели, как дебиты скважин, обводненность продукции, температура и давление.

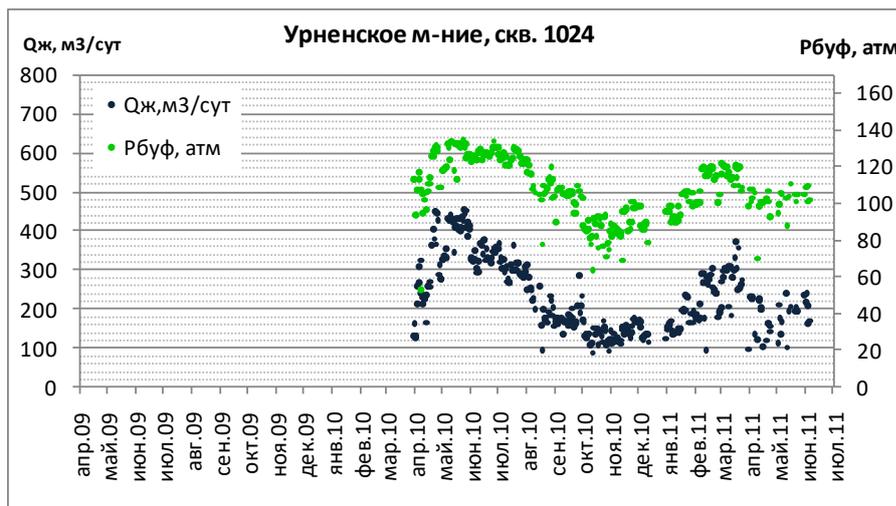
Параметрами, характеризующими работу нагнетательных скважин, являются дебит закачки и буферное давление. На рисунке 4.13 и рисунке 4.14 представлены примеры изменения этих параметров при работе ряда скважин Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Как видно из приведенных данных по скважине 1024 Урненского месторождения прослеживается вполне закономерная согласованность в динамике изменения дебита и буферного давления скважин, соответствующая эксплуатации с неизменными фильтрационными характеристиками пластов.

В то же время примеры, приведенные по скважинам 1048, 1026 Урненского и 2261, 2167 Усть-Тегусского месторождений показывают, что в ряде нагнетательных скважинах отмечаются отдельные периоды с резкими

нарушениями в согласованности изменения давления и дебита нагнетания. В скважинах Урненского месторождения резкое увеличение дебита сопровождается резким значительным уменьшением давления. В скважинах Усть-Тегусского месторождения картина менее контрастная – дебиты закачки остаются практически неизменными при резких уменьшениях давления нагнетания.

Интересной особенностью в несогласованности изменения дебитов и давления закачки скважин 1026 и 1048 Урненского месторождения и 2167 и 2261 Усть-Тегусского месторождения, расположенных на значительных удалениях друг от друга, является то, что нарушения начинаются практически одновременно – в сентябре 2010 года. Это, возможно, свидетельствует о воздействии единого фактора, например, связанного с небольшими сейсмическими процессами.

В этих условиях было выполнено сопоставление особенностей изменения показателей работы добывающих скважин, расположенных рядом с этими нагнетательными скважинами. На рисунках 4.15 и 4.16 приведены некоторые примеры такого сопоставления.



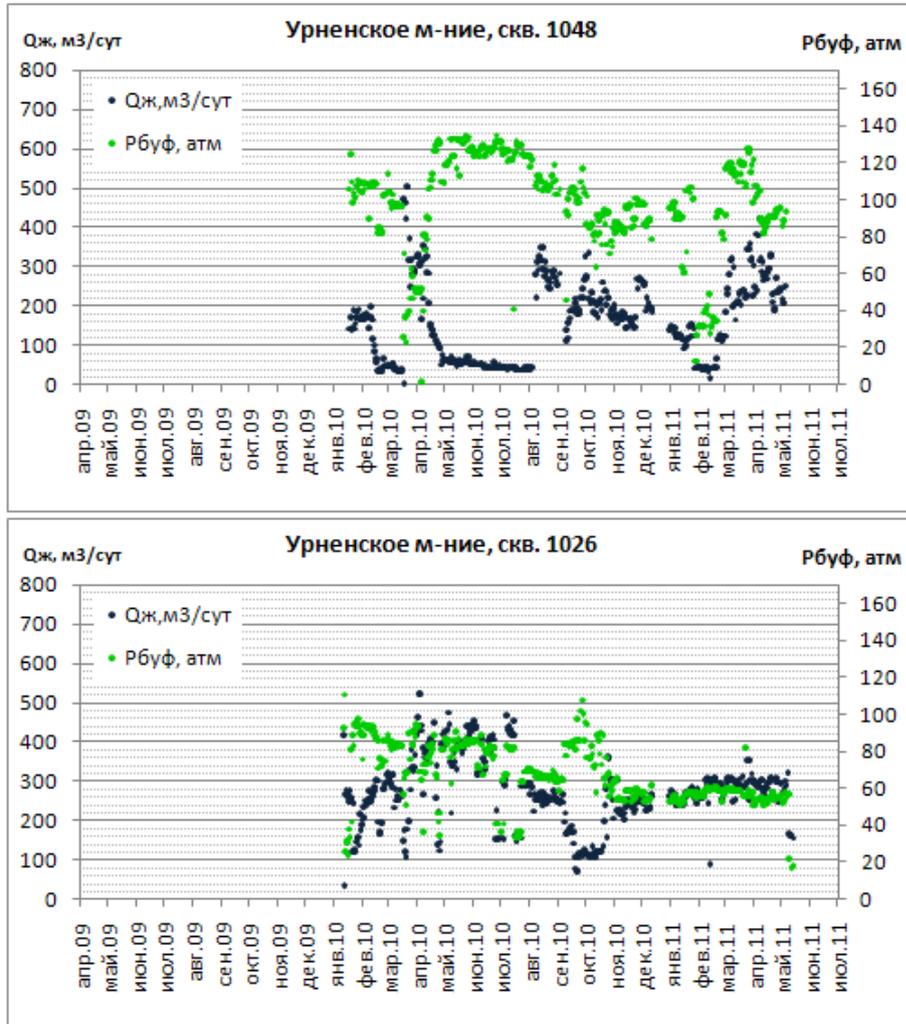
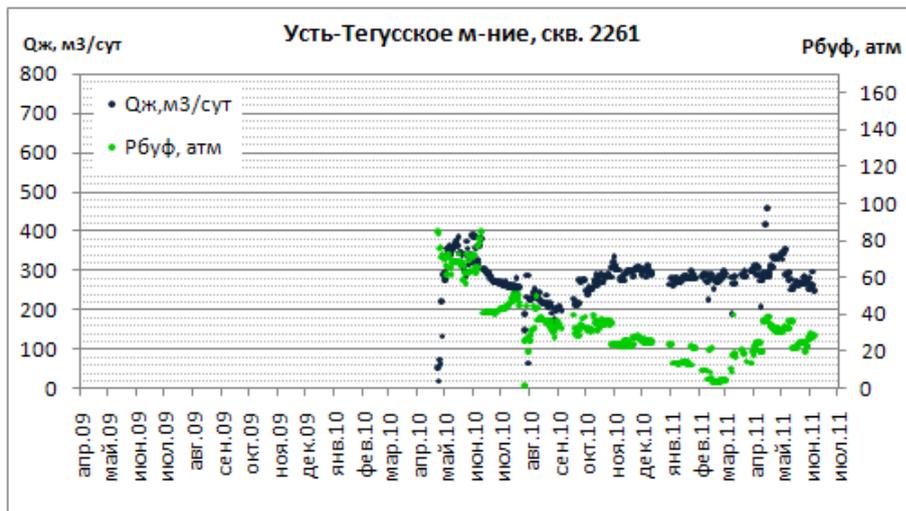


Рисунок 4.13 – Изменение параметров работы скважин 1024, 1048 и 1026 Урненского месторождения



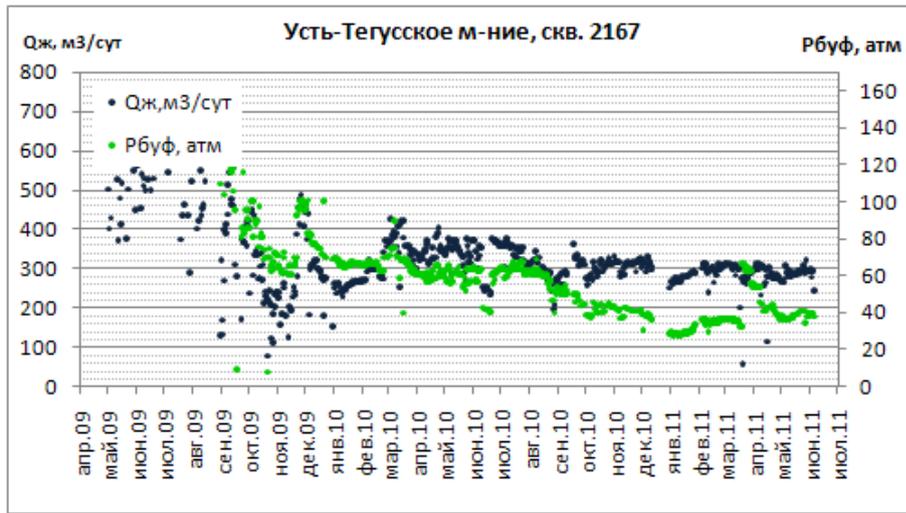


Рисунок 4.14 – Изменение параметров работы скважин 2261 и 2167 Усть-Тегусского месторождения

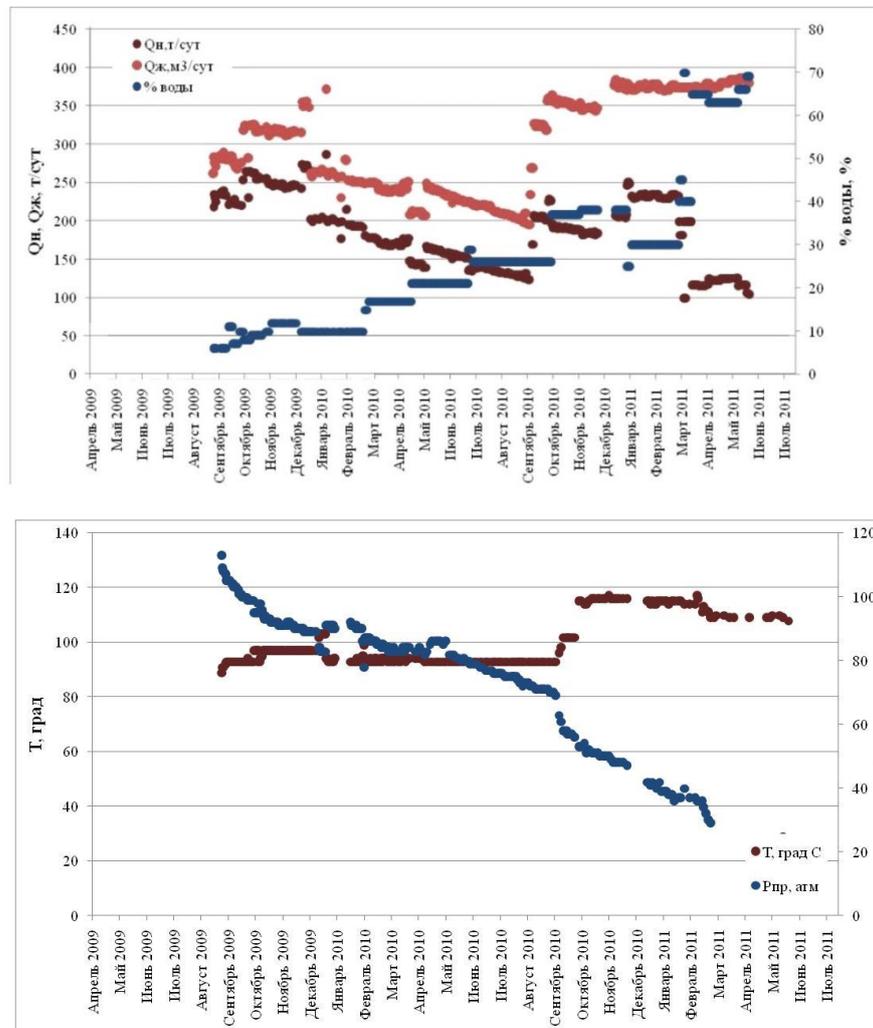


Рисунок 4.15 – Технологические показатели добывающей скважины 1021 Урненского месторождения

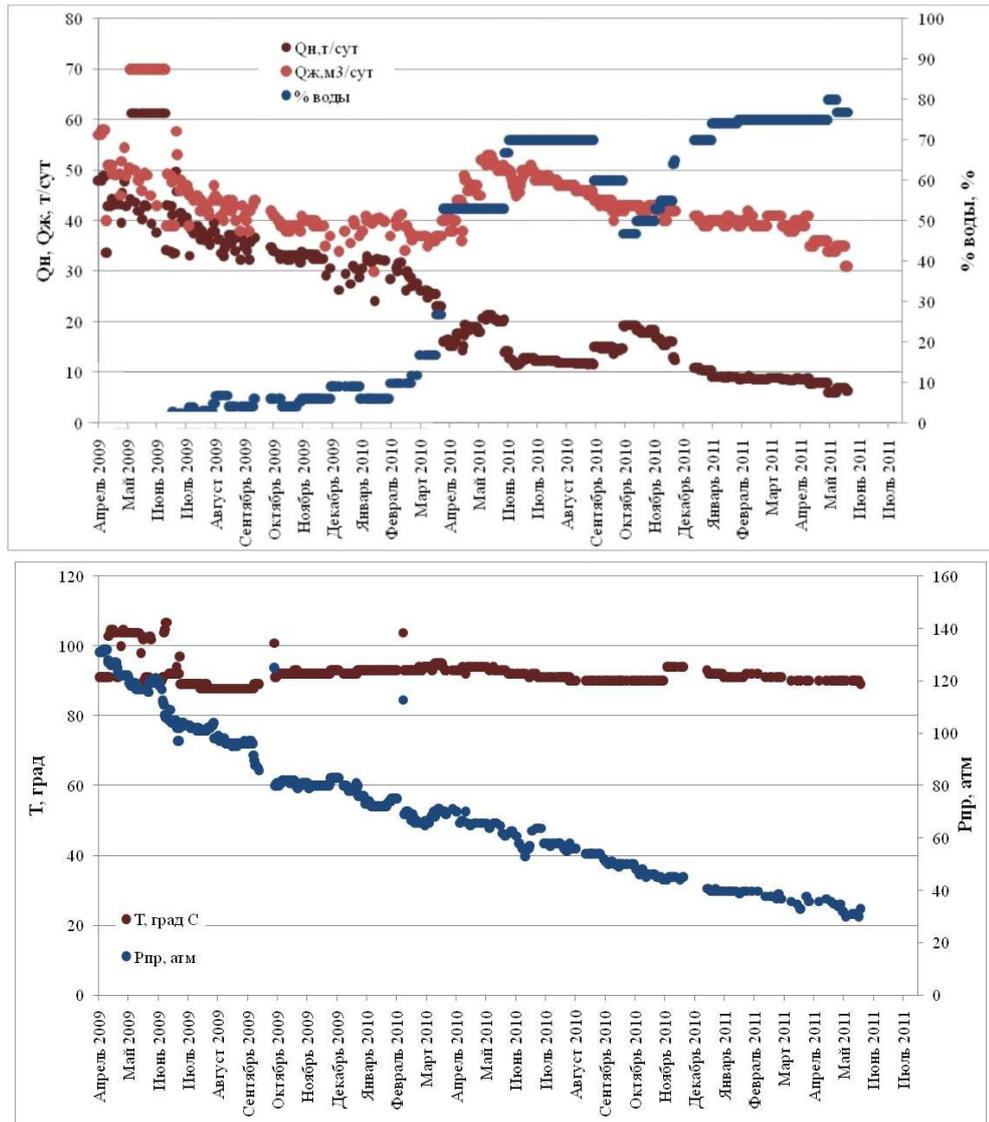


Рисунок 4.16 – Технологические показатели добывающей скважины 1049
Урненского месторождения

Из представленных данных видно, в добывающих скважинах 1021 и 1049 Урненского месторождения, расположенных рядом с нагнетательной скважиной 1026 (рисунок 4.13), также с сентября 2010 г. происходят резкие изменения в ряде показателей их работы. По скважине 1049 резко увеличивается обводненность продукции. Дебиты жидкости и нефти, давление при этом имеют тенденцию к снижению. Температуры добываемого флюида практически не изменяется и составляет около 90⁰С. В скважине 1021 наблюдается во многом значительно отличающиеся изменения в показателях ее работы. Обводненность продукции увеличивается относительно немного в 2010 г., но резко увеличивается как дебит

по жидкости, так и по нефти. Темпы падения забойного давления резко увеличиваются. Резко, практически до 120⁰С возрастает температура флюидов.

К сожалению, в добывающих скважинах Усть-Тегусского месторождения, расположенных рядом с нагнетательными скважинами 2261 и 2167 (для которых ранее отмечались несогласованность в изменениях давления и дебита закачки), имеющаяся информация характеризуется недостаточной полнотой. Поэтому на рисунках 4.17 и 4.18 представлены данные по работе добывающих скважин 2289 и 2260 в сопоставлении с данными работы расположенной рядом нагнетательной скважины 2379.

В скважине 2289 резкие изменения параметров (в том числе рост обводненности продукции, изменения в динамике забойного давления, а также рост температуры более чем до 100⁰С) начинаются в декабре 2009 г. В это же время в нагнетательной скважине 2379 фиксируется резкий рост давления и дебита закачки. В другой добывающей скважине 2260 резкие изменения приурочены к марту 2010 г. В показателях скважины 2379 в этот период также прослеживаются характерные изменения (с достаточно резкого падения к резкому увеличению) в динамике давления и дебита нагнетания.

Пространственные закономерности в проявлении повышенных температур особенно наглядно проявляются на Урненском месторождении (рисунок 4.19). Здесь явно прослеживается близкое к линейному расположение скважин с повышенными температурами. Например, в расположении скважин 1035, 1036, 1047 и 1043 или 1029, 1031, 1033, 1034 и 1042. При этом характерной особенностью является приуроченность расположения этих скважин к зонам складок, периферийным участкам локальных структур. Этот факт хорошо согласуется с представлениями об особенностях геологического строения осадочного чехла и доюрского фундамента на рассматриваемых месторождениях, обусловленных проникновением интрузий и формирования зон трещиноватости на границах ослабленных зон. На Усть-Тегусском месторождении (рисунок 4.20) выраженных пространственных закономерностей в расположении скважин с повышенными температурами не наблюдается.

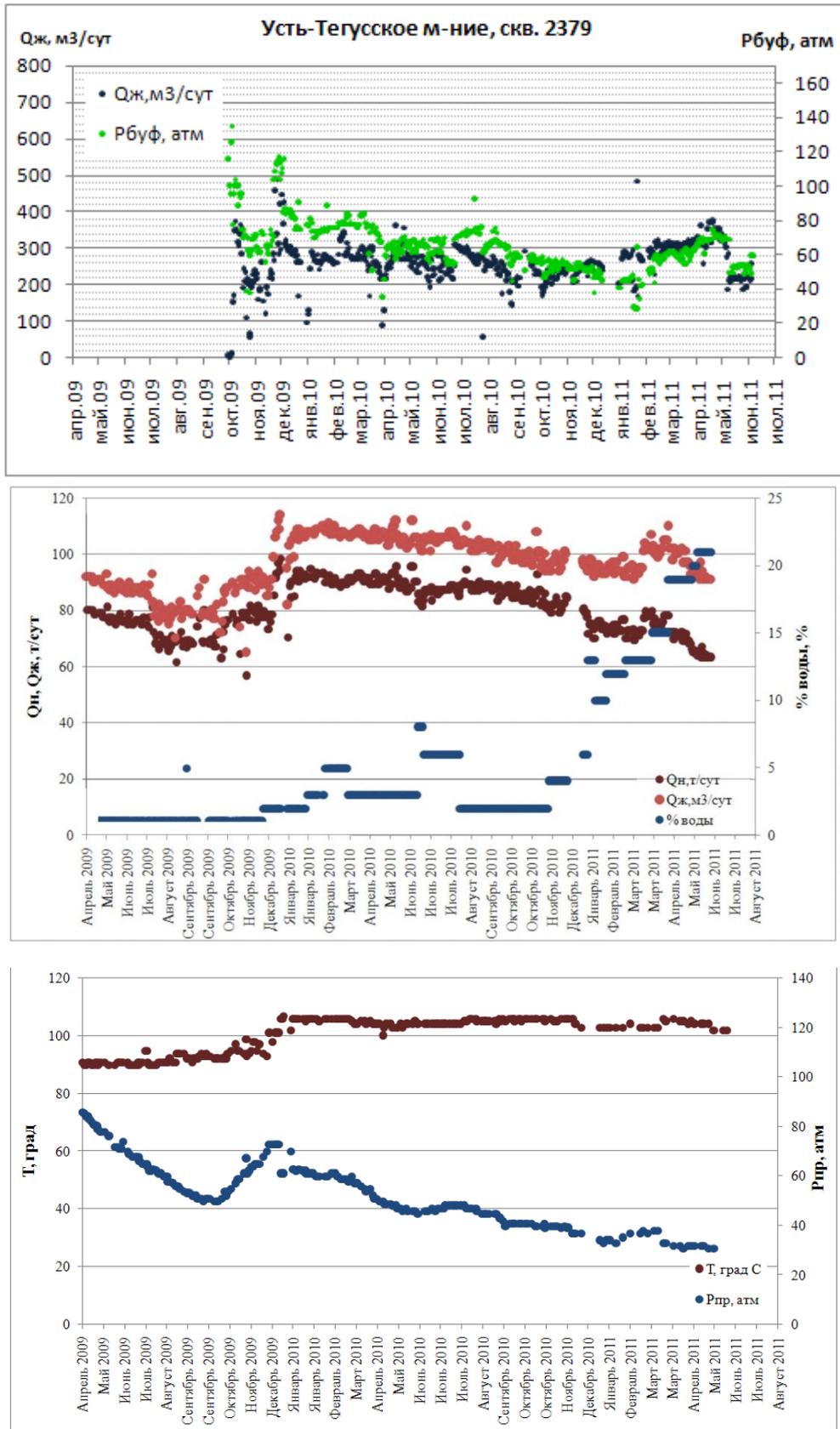


Рисунок 4.17 – Сопоставление технологических показателей работы нагнетательной скважины 2379 и добывающей скважины 2289 Усть-Тегусского месторождения

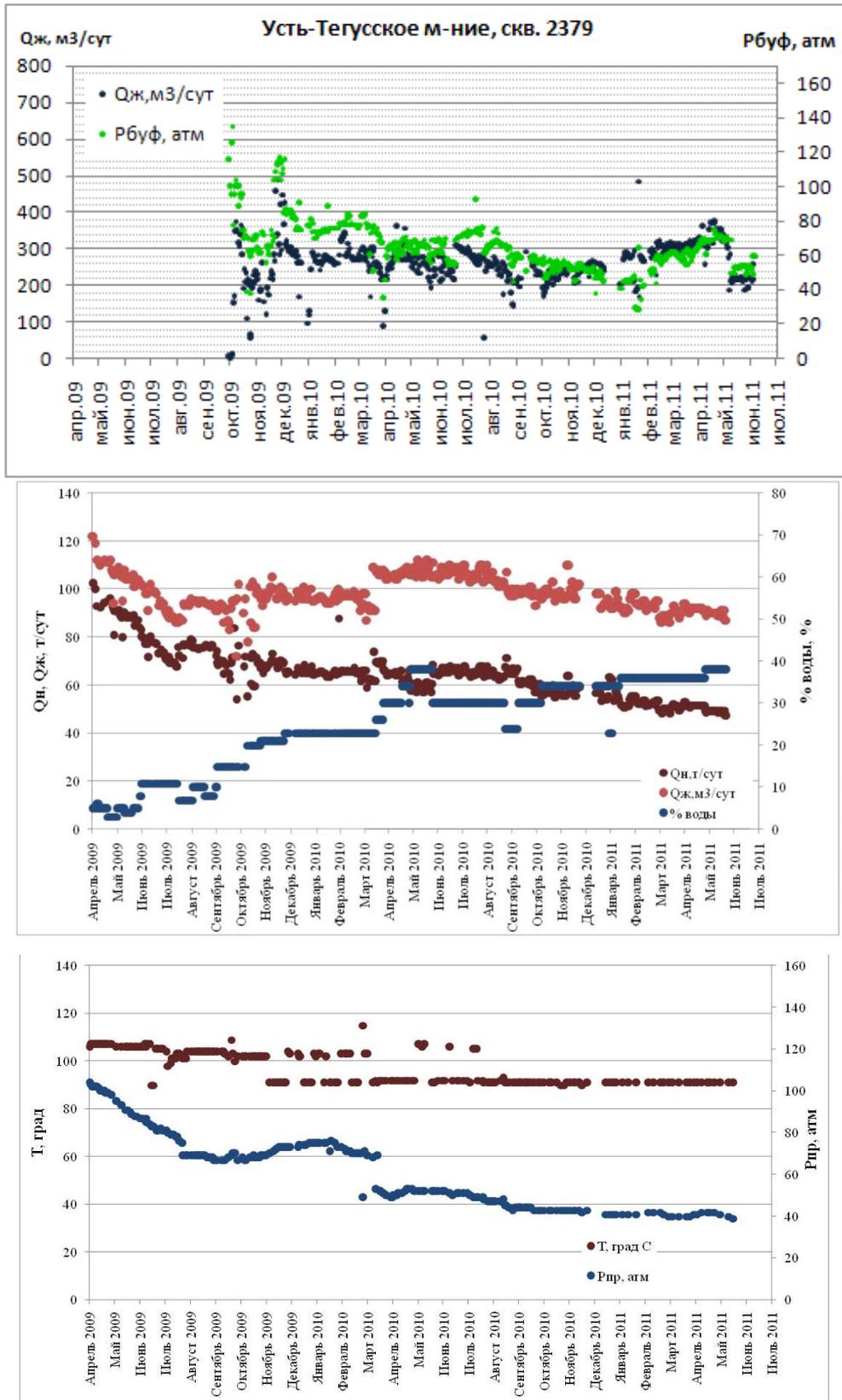


Рисунок 4.18 – Сопоставление технологических показателей работы нагнетательной скважины 2379 и добывающей скважины 2260 Усть-Тегусского месторождения.

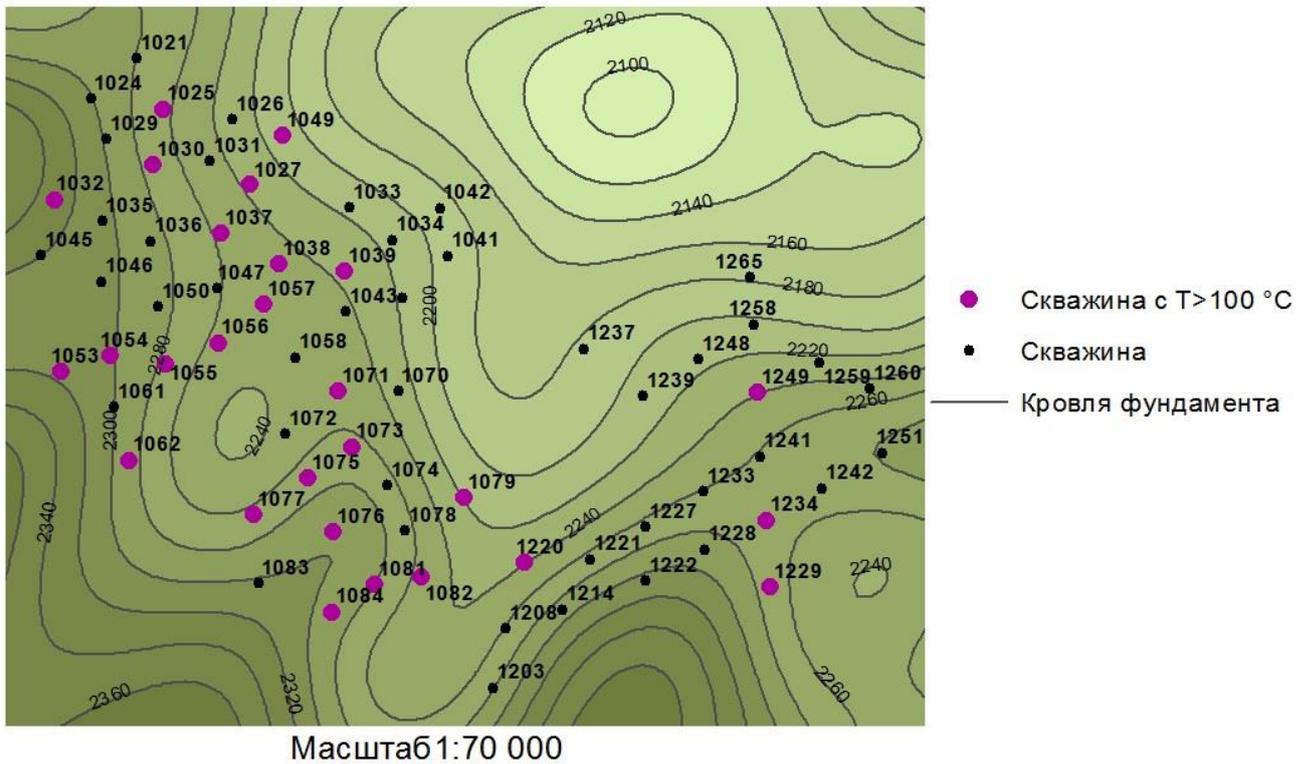
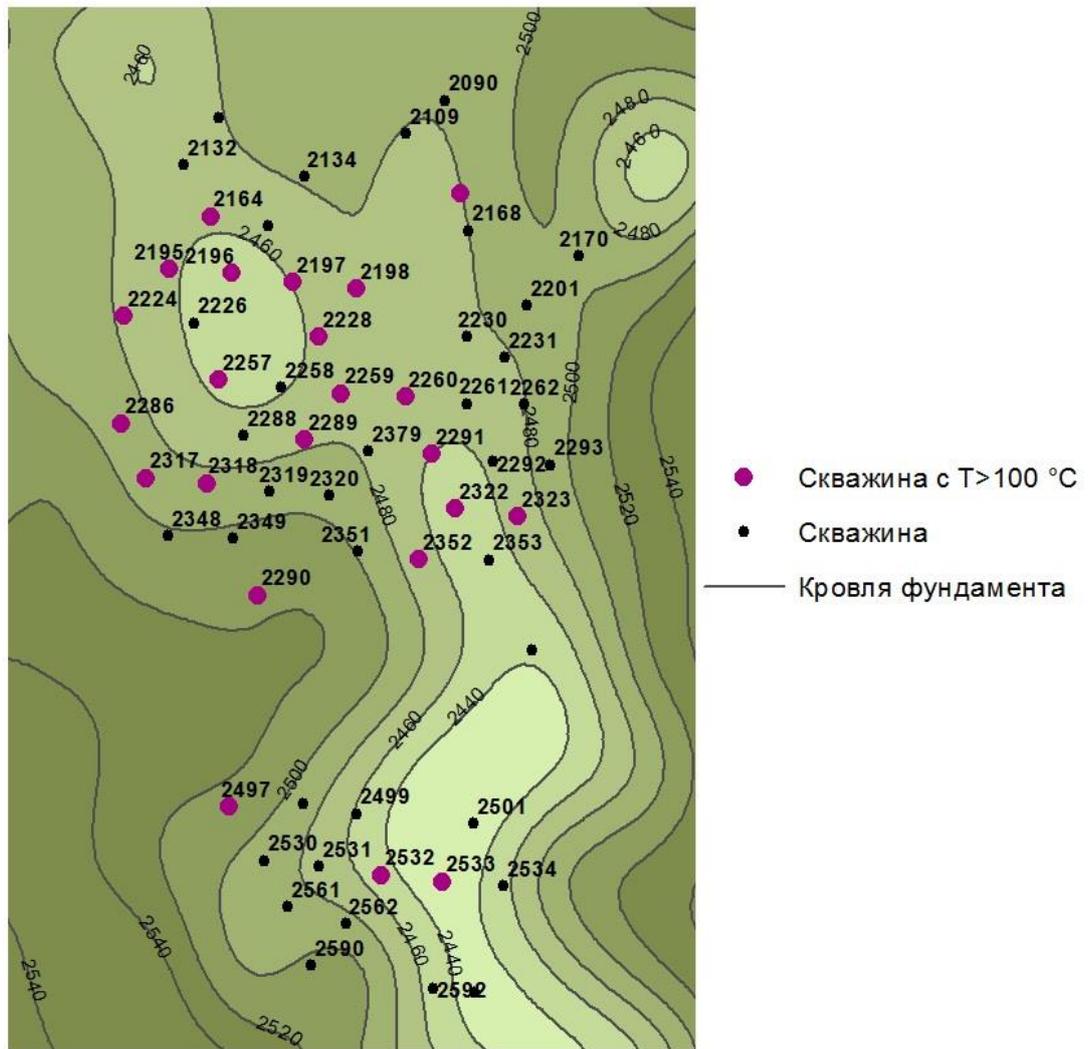


Рисунок 4.19 – Расположение скважин с повышенными температурами
Урненского месторождения

На рисунке 4.21 и рисунке 4.22 приведены результаты данных минерализации, содержания магния и гидрокарбонатов в подтоварных водах, полученные на этапе разведки (отмечены красным) и эксплуатации (отмечены синим) месторождений. Видно, что на обоих месторождениях значения этих параметров в эксплуатационных скважинах значительно превышают значения полученные в разведочных скважинах, за исключением содержания гидрокарбоната в пробах воды Усть-Тегусского месторождения. Такое изменение значений может быть обусловлено вымываемостью соленостных отложений, однако на рассматриваемых площадях они отсутствуют. Другой причиной может быть влияние закачиваемой воды из апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, однако минерализация и содержание гидрокарбоната в ней значительно ниже, чем в водах юрского комплекса. Вероятной причиной роста минерализации может являться поступление вод с более глубоких горизонтов [12, 53, 59].



Масштаб 1:80 000

Рисунок 4.20 – Расположение скважин с повышенными температурами Усть-Тегусского месторождения
(на фоне структурной карты по кровле доюрского фундамента)

Проведенный анализ работы скважин Урненского и Усть-Тегусского месторождения позволяют сделать следующие заключения. Фактические параметры разработки по обоим месторождениям во многом резко отличаются от проектных. Представленные данные свидетельствуют о том, что процессы, связанные с природной трещиноватостью пород осадочного чехла и подстилающего фундамента, оказывают существенное влияние на показатели работы отдельных скважин и на разработку месторождений в целом.

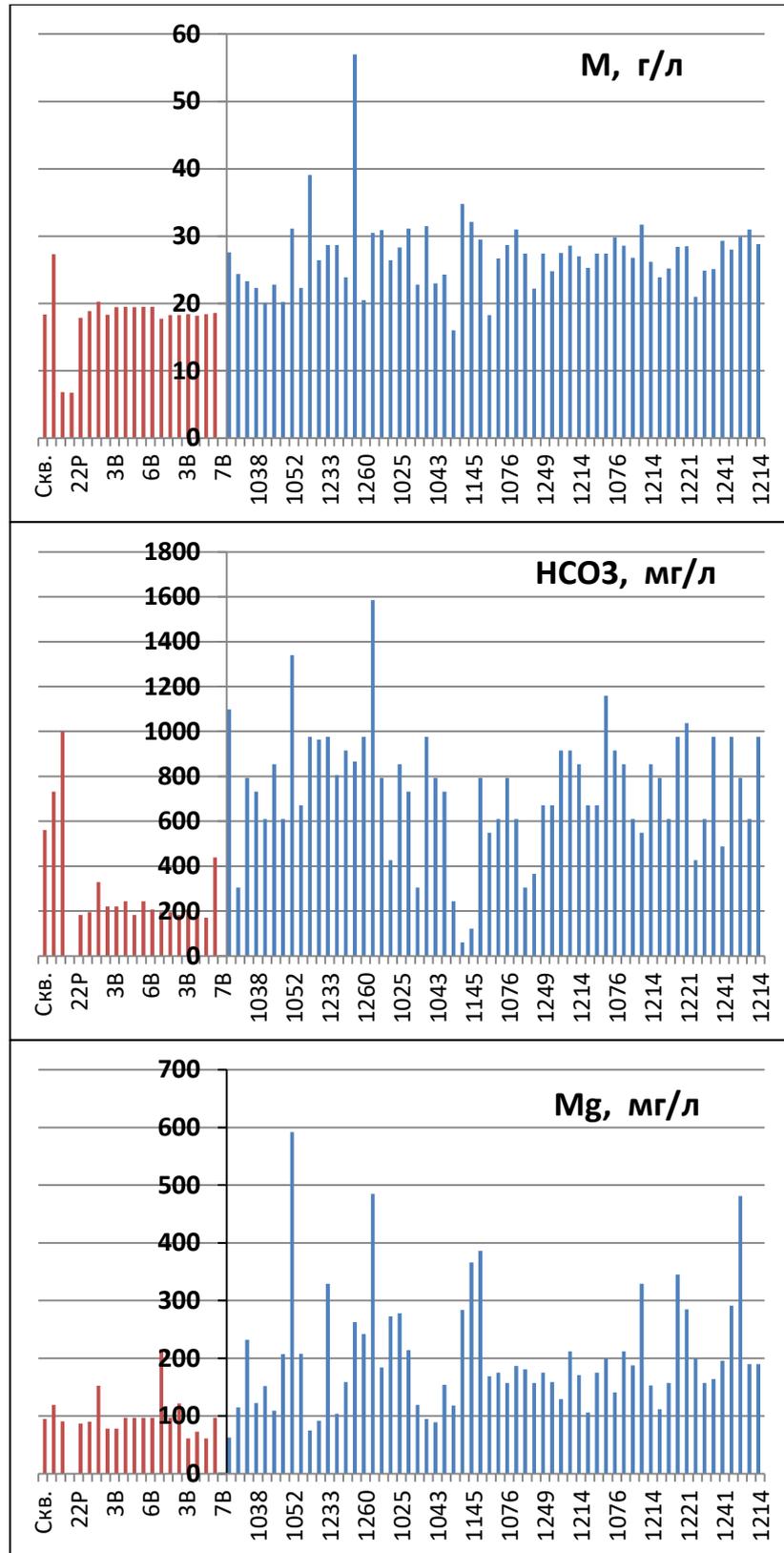


Рисунок 4.21 – Сопоставление минерализации и состава пластовых вод на Урненском месторождении

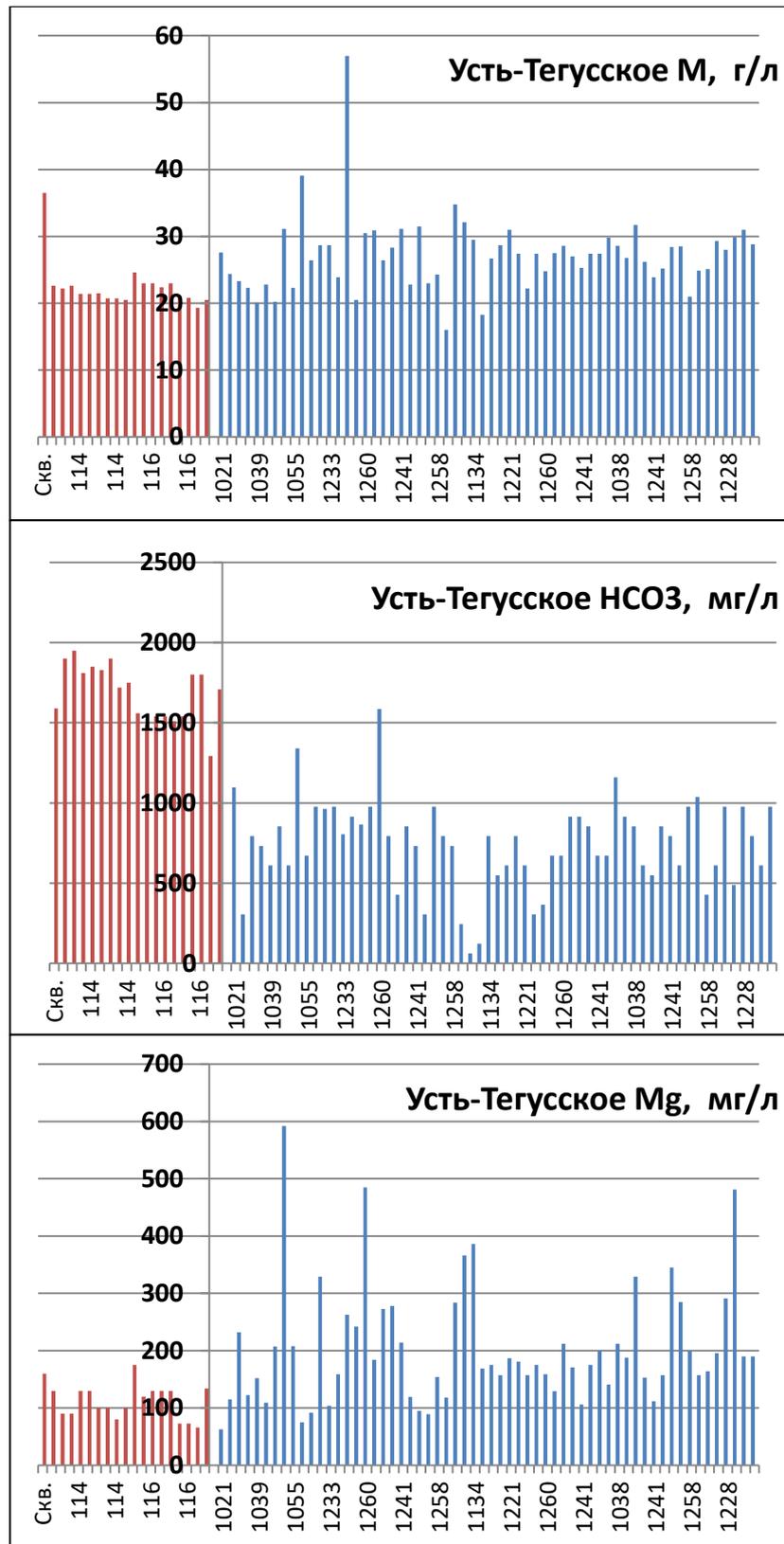


Рисунок 4.22 – Сопоставление минерализации и состава пластовых вод на Усть-Тегусском месторождении

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ геологического строения и условий формирования Урненского и Усть-Тегусского месторождений свидетельствуют о том, что происходившие в течение длительного времени геодинамические процессы связанные с интрузивные и эффузивные магматические процессами определяют сложный вид локальных особенностей структурных планов на рассматриваемых месторождениях, а также фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений и их флюидодинамическую связь с трещинными коллекторами палеозойского комплекса.

Это подтверждается материалами определений химического состава подземных вод осадочного чехла на рассматриваемых месторождениях и прилегающих районов, которые показывают, что в составе водорастворенного комплекса подземных вод юрских отложений имеют место значительные различия, проявляющиеся в содержании ионов калия и гидрокарбоната. По существующим классификациям воды юрского комплекса Урненского и Усть-Тегусского месторождений относятся к разным группам, что свидетельствует о существенной разнице в процессах, определяющих не только состав подземных вод, но и свойства продуктивных отложений.

Наличие гидрокарбонатно-натриевых вод в водах юрских отложений Усть-Тегусского месторождения свидетельствует о воздействии мощных факторов, связанных с движением подземных вод. Наиболее вероятная причина заключается в проникновении обогащенных углекислотой вод из пород доюрского фундамента Усть-Тегусского месторождения по системе ослабленных разломных зон.

Выполненный анализ комплекса геолого-промысловой информации по площади работ, аэрокосмогеологической съёмки и проведенный линеаментный анализ территории Урненского и Усть-Тегусского месторождений свидетельствует о том, что воздействие геодинамического фактора

прослеживается в течении длительного времени и проявляется по всему разрезу отложений, в том числе и на рельефе земной поверхности.

Проведенные исследования фильтрационно-емкостных свойств изучаемых коллекторов по гидродинамическим, петрофизическим и геофизическим данным свидетельствуют об их существенной неоднородности, как на макроуровне, так и в виде различия фильтрационно-емкостных свойств в отдельных геодинамических блоках и на границах между ними. Выявлены существенные различия в фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных отложений Урненского и Усть-Тегусского месторождений, которые отражают разницу условий их формирования.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации Урненского и Усть-Тегусского месторождений выявлено, что обводненность продукции многих скважин во времени изменяется немонотонно, с периодическим увеличением и уменьшением этого показателя. Одним из факторов, определяющих колебания в значениях обводненности является неравномерное подтягивание подстилающих вод палеозойского комплекса. Особенность геологического строения рассматриваемых месторождений определяет двойственный характер воздействия этого фактора на эффективность разработки нефтяных залежей.

Результаты геотермических исследований, проведенных как в период разведочных работ, так и в ходе промысловых исследований подтвердили значимость воздействия на рассматриваемых месторождениях геодинамических факторов. Это проявляется в значительном повышении температур добываемого флюида в процессе эксплуатации месторождений. Проявляющиеся в геотермических данных геодинамические процессы имеют значимые масштабы, как по энергетическим показателям, так и по их воздействию на свойства продуктивных отложений и вмещающих пород.

В изменении дебитов и давления закачки нагнетательных скважин и продуктивности добывающих скважин как Урненского, так и Усть-Тегусского месторождения, расположенных на значительных удалениях друг от друга, часто отмечается единовременность. Это свидетельствует о воздействии единого

фактора, связанного, по-видимому, с небольшими сейсмическими процессами и подтверждает значимость воздействия природных тектонических процессов на формирование фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений не только в истории формирования залежей углеводородов, но и в настоящее время.

Гидрогеохимическая информация, полученная в процессе эксплуатации месторождений, свидетельствует о росте минерализации и содержания магния, как на Урненском, так и на Усть-Тегусском месторождениях, что может свидетельствовать о подтоке высокоминерализованных и обогащенных магнием вод из пород палеозойского фундамента.

Представленные в работе результаты геологоразведочных и промысловых исследований Урненского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений свидетельствуют о существенности воздействия геодинамического фактора на формирование резкой неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений и на их активную флюидодинамическую связь с коллекторами палеозойского фундамента. Таким образом, выявленные особенности отражают решение задач поставленных перед исследованием и направлены на обоснование защищаемых положений. Этим определяется актуальность проведения комплексных исследований, направленных на уточнение строения доюрского фундамента и осадочного чехла на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях, их коллекторских свойств и гидродинамической взаимосвязи.

Геодинамические и флюидодинамические условия на рассматриваемых площадях (и связанные с этим фильтрационно-емкостные свойства коллекторов), очевидно, не являются уникальными. Поэтому выявленные особенности и свойства строения Урненского и Усть-Тегусского месторождений, как представляется, следует учитывать для повышения надежности разведки и эффективности разработки других месторождений, находящихся в схожих геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адамчук Д.О. Отчет по договору «Проект опытно-промышленной эксплуатации Урненского месторождения», Тюмень, 2006 г.
2. Адамчук Д.О. Отчет по договору «Проект пробной эксплуатации Усть-Тегусского месторождения», Тюмень, 2006 г.
3. Аплонов С.В. Геодинамика / С.В. Аплонов // - СПб.: Изд - во СПб Университет, 2001. –С. 185.
4. Аплонов С.В. Сколько нефти осталось в российских недра / С.В. Аплонов, М.Б.Келлер, Б.А. Лебедев // Москва, Природа, –2000. –№7. – С.35-42.
5. Арье А.Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтематеринских толщах / А.Г. Арье // Геология нефти и газа –№7, 1996 г. С. 9-16.
6. Арье А.Г. Особенности движения подземных вод нефтегазоносных бассейнов в свете геофлюидодинамики медленных потоков / А.Г. Арье // Геология нефти и газа 1995. –№11, –С. 33-39.
7. Афанасьева А.В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания / А.В. Афанасьева, А.Т. Горбунов, И.Н. Шустеф // М., Недра, 1975. –С. 215.
8. Афонин Д.Г. Дизъюнктивные деформации юрского комплекса и их воздействие на разработку / Д.Г. Афонин // Нефтяное хозяйство. – 2008. –№ 9. – С. 90-92.
9. Багдасарова М.В. Роль гидротермальных процессов при формировании коллекторов нефти и газа /М.В. Багдасаров // Геология нефти и газа 1997, –№ 9. –С. 42-46.
10. Багдасарова М.В. Особенности флюидных систем зон нефтегазоаккумуляции и геодинамические типы месторождений нефти и газа / М.В. Багдасаров // Геология нефти и газа. 2001. –№ 3. –С.50–56.

11. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик // "Недра", Москва, 1984. –С. 24-67
12. Барс Е.А. О роли подземных вод в процессе образования миграции нефти. Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений / Е.А. Барс // М.Недра, 1972 г. –С. 514-516.
13. Батурин А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. / А.Ю. Батурин // М., ВНИИОЭНГ, 2008. –С. 116.
14. Беспалов С.Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С.Н. Беспалов, О.В. Бакуев // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7. – С. 16 - 21.
15. Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) / Н.Б. Вассоевич // Тр. ВНИГРИ, вып. 128: Вопросы образования нефти. 1958 г. –С. 9-220.
16. Вассоевич Н.Б. К наименованию нефтей и их фракций по углеводородному составу / Н.Б. Вассоевич, М.Г. Бергер // Геология нефти и газа №12, 1968. –С. 39-70.
17. Волобуев Е.А., Структурно-геоморфологические критерии нефтегазоносности южных районов Тюменской области / Е.А. Волобуев, Е.Н. Кудрин, С.В. Прозоров, Я.Э. Файбусович // Вестник недропользователя, 2003. –С. 65.
18. Вышемирский В.С. Нефтегазовая геология и геофизика №1 / В.С. Вышемирский, Е.Ф. Доильницын, А.П. Перцева и др. // 1973 г. –С. 33-35.
19. Вышемирский В.С. Эволюция образования углеводородных газов в истории Земли / В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович // Геология и геофизика №10, Т. 39, 1998 г. –С. 1392-1401.

20. Вышемирский В.С. Миграция рассеянных битумоидов / В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Тр. ИГиГ СО РАН, Новосибирск: Наука, г., Вып. 142, 1971. –С. 167.
21. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты / Ред. Э.Э. Фотиади, В.С. Сурков. Л. // Труды СНИИГГиМС. Вып.76. – Недра. –С. 205.
22. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Издание в 2 т., т1. Под ред. Гавуры В.Е., Авт.: Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. и др. М., ВНИИОЭНГ, 1996, –С280.
23. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Издание в 2 т., т2. Под ред. Гавуры В.Е., Авт.: Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К. и др., М., ВНИИОЭНГ, 1996, – С. 352.
24. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт // Москва, Недра, 1986. – С.607.
25. Гулари Ф.Г. Научные основы нефтегазопроисковых и разведочных работ в Западно-Сибирской низменности // Материалы конференции по проблеме освоения и использования нефти и газа Томской области / Ф.Г. Гулари // Томск: ТГУ, 1966. – С. 41-54.
26. Гулари Ф.Г. Нефтегазоносность отложений платформенного чехла. Характеристика нефтегазосодержащих толщ / Ф.Г. Гулари, Н.П. Запивалов, И.И. Нестеров // Геология СССР, т. 44, ч. 2 / Под ред. Н.Н.Ростовцева. М.: Недра, 1964. – С. 87-147.
27. Гулари Ф.Г. Термодинамические факторы дифференциального размещения нефтяных и газовых залежей Западной Сибири / Ф.Г. Гулари, Ю.Г. Зимин, Ю.Н. Карогодин // ДАН СССР. 1972. Т. 203. - №2. – С. 453-455.

28. Гулари Ф.Г. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты. Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гулари, Ю.Г. Зимин, А. Э. Конторович // Новосибирск: Труды СНИИГГиМС, 1967. Вып. 65. – С. 146-178.
29. Гулари Ф.Г. Тектоника мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гулари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев // Новосибирск: СНИИГГиМС. 1971. 149 с.
30. Гулари Ф.Г. Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности отложений фундамента / Ф.Г. Гулари, И.И. Нестеров // Геология СССР, т. 44, ч. 2 / Под ред. Н.Н.Ростовцева. М.: Недра, 1964. С. 24-28.
31. Гулари Ф.Г. Условия формирования нефтяных и газовых залежей Западно-Сибирской низменности / Ф.Г. Гулари, И.И. Нестеров, Ростовцев Н.Н. // Геология СССР, т. 44, ч. 2 / Под ред. Н.Н.Ростовцева. М.: Недра, 1964. –С. 210-245.
32. Гуревич А.Е. Геофлюидодинамика формирования нефтегазоносности в бассейнах с различными геодинамическими режимами. Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов / А.Е. Гуревич // М.: Наука, 1989. –С. 239.
33. Гуревич Г.И. К вопросу о механизме разделения пластов горных пород на блоки / Г.И. Гуревич // Известия Академии наук, Серия геофизическая, № 5, 1954. –С.411.
34. Закономерности размещения и условий формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности: сб. науч. тр. / Под ред. ак. А.А. Трофимука, Э.Э. Фотиади, Ф.Г. Гулари / СНИИГГиМС, вып. 131. М: Недра, 1972. – С 312.
35. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология. / М.М. Иванова, И.П. Чоловский, Ю.И. Брагин // Учеб. для вузов. Москва.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – С. 414.

36. Карогодин Ю.Н. Источник углеводородов гигантских скоплений нефти в неокомских отложениях Западной Сибири. / Ю.Н. Карогодин // Докл. РАН №4, Т. 334, 1994. – С. 84-487.
37. Карцев А.А. Нефтегазовая гидрогеология / А.А. Карцев, С.Б. Брагин, В.П. Шугрин // М., ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2001. – С. 264.
38. Карцев А.А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.М. Матусевич // М.: Недра, 1986. – С. 224.
39. Карцев А.А. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / А.А. Карцев, Ю.П. Гаттенбергер, Л.М. Зорькин, В.В. Колодий, Е.В. Стадник, А.Н. Воронов, В.М. Матусевич, Л.Н. Капченко // М.: Недра, 1992. –С. 205.
40. Касьянова Н.А. Трещинно-блоковая модель геологического строения Алексеевского месторождения по результатам изучения напряженно-деформационного состояния земной коры (Волгоградское левобережье) / Н.А. Касьянова, С.В. Делия, А.А. Брыжин, В.Е. Смирнов, В.А. Бочкарев, С.Б. Остроухов // Геология нефти и газа, 2008. –С. 31-36.
41. Клещев К.А. Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. ВНИИОЭНГ / К.А. Клещев // Москва, 1986. –С. 50.
42. Конторович А.Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская и др. // Л.: Недра, 1967. –С. 223.
43. Конторович А.Э. Геохимия юрских и нижнемиловых отложений Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Е.Л. Берман, Л.И. Богородская // Тр. СНИИГГиМС, М.: Недра, вып. 36, 1971 г. –С. 252.
44. Конторович А.Э. Геолого-геохимические критерии прогноза нефтегазоносности нижнеюрских аллювиально-озёрных отложений Западно-Сибирского бассейна / А.Э. Конторович, В.П. Данилова, Л.И. Егорова и др. // Докл. РАН №6, Т. 358, 1998 г. –С. 799-802.

45. Конторович А.Э. Органическая геохимия абалакской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносного бассейна / А.Э. Конторович, В.П. Данилова, Е.А. Костырева и др. // Геология и геофизика, 2000. – №4. –С.459-478.
46. Конторович А.Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин и др. // Геология и геофизика, Т. 39, 1998 г. –№11 – С. 1477-1491.
47. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье // М.: Недра, 1975. –С. 680.
48. Конторович А.Э. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты / А.Э. Конторович, И.А. Олли, В.И. Биджаков и др. // Тр. СНИИГГиМС, Новосибирск, 1980 г., –Вып. 275, –С.86-127.
49. Конторович А.Э. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис / А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова // Тр. СНИИГГиМС, Новосибирск, 1977 г., Вып. 255: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. – С.46-62.
50. Конторович А.Э. Западная Сибирь Геология и полезные ископаемые России / А.Э. Конторович, В.С. Сурков // Т.2. - СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – С.477.
51. Курчиков А.Р. Отчет по договору «Оптимизация систем ППД и утилизации подтоварных вод на Урненском, Усть-тегусском месторождениях на основе комплексной обработки и интерпретации геологической и промыслово-геофизической информации (в т.ч. трассерных исследований) с целью повышения коэффициента нефтеотдачи» /А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник и др. // Тюмень, 2012.

52. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков // М.: Недра, 1992. –С. 231.
53. Курчиков А.Р. К анализу структуры разномасштабной неоднородности гидрогеохимического поля Западной Сибири / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, Д.А. Курчиков // Материалы конференции «Санкт-Петербург 2014. Геонауки — инвестиции в будущее». Санкт-Петербург, 2014. Электронное издание. Ссылка:
<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=74322>
54. Курчиков А.Р. Отчет по договору «Определение изменения Квыт (коэффициента вытеснения) нефти на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях в результате применения различных видов вытесняющих агентов» / А.Р. Курчиков, А.Д. Митрофанов, Ю.В. Васильев и др. // Тюмень, 2009 г.
55. Курчиков А.Р. Отчет по договору «Определение условий возникновения техногенной трещиноватости объектов разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений при искусственном заводнении» / А.Р. Курчиков, А.Д. Митрофанов, Ю.В. Васильев и др. // Тюмень, 2008 г.
56. Курчиков А.Р. Отчет по договору «Определение КИН объектов разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений в результате изменения температуры вытесняющего агента при искусственном заводнении» / А.Р. Курчиков, А.Д. Митрофанов, Ю.В. Васильев и др. // Тюмень, 2009 г.
57. Курчиков А.Р. Отчет по договору «Оценка эффективности применения методов интенсификации притока на объектах разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Проведение лабораторных исследований керна по определению реагента для увеличения продуктивности и приемистости скважин» / А.Р. Курчиков, А.Д. Митрофанов, Ю.В. Васильев и др. // Тюмень, 2009 г.

58. Курчиков А.Р. Отчет по договору «Определение природной трещиноватости на основе существующих данных дистанционных методов на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях на основе комплексной обработки и интерпретации геологической и промыслово-геофизической информации» / А.Р. Курчиков, А.Д. Митрофанов, Ю.В. Васильев и др. // Тюмень 2009 г.
59. Курчиков А.Р. Влияние геодинамических процессов на гидрогеохимические и геотермические условия Урненского и Усть-Тегусского месторождений / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович, Н.Ю. Галкина, Д.А. Курчиков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 6. – С. 14–21.
60. Курчиков А.Р. Проявления активной флюидодинамической связи юрского и палеозойского комплексов Западной Сибири. Подземная гидросфера / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, Д.А. Курчиков // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам востока России. Иркутск, 2012, –С. 102–106.
61. Курчиков А.Р. Особенности начального этапа разработки Урненского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, Д.А. Курчиков, Д.В. Емельянов // Нефть и Газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – № 3. – С. 15-25.
62. Курчиков А.Р. Особенности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Урненского и Усть-Тегусского месторождений / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, Д.А. Курчиков, М.В. Ицкович, Н.Ю. Галкина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 9. – С. 11–19.
63. Курчиков Д.А. Блочное строение северо-западной части Демьянского мегаблока Западной Сибири (на примере Урненского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений) / Д.А. Курчиков // Материалы

- Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных учёных «Трофимуковские чтения – 2013». Новосибирск, 2013, –С. 101-104.
64. Курчиков Д.А. Геодинамическая обстановка Урненского и Усть-Тегусского месторождений / Д.А. Курчиков // Материалы Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири». Тюмень, 2013, – С. 143-146.
 65. Курчиков Д.А. Динамически-напряженные зоны Урненского и Усть-Тегусского месторождений / Д.А. Курчиков // Материалы Первой Всероссийской молодёжной научно-практической конференции «Науки о Земле, современное состояние». Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, 2013, – С. 102-104.
 66. Курчиков Д.А. Изменение геотемпературного режима на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях в процессе их промышленной разработки / Д.А. Курчиков // 9-ая Международная научно-техническая конференция (посвященная 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича) «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна», Тюмень, 2014.
 67. Курчиков Д.А. Изменение геотемпературных условий на Урненском и Усть-Тегусском месторождениях после начала их промышленной эксплуатации / Д.А. Курчиков // 4-ая Международная научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А.П.Карпинского, Санкт-Петербург, 2015, –С. 351-353.
 68. Курчиков Д.А. Особенности геотемпературного режима Урненского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений / Д.А. Курчиков // 7 Сибирская научно-практическая конференция молодых ученых по наукам о Земле. Новосибирск, 2014, –С. 343-344.
 69. Курчиков Д.А. Особенности гидродинамической связи юрского и палеозойского водоносных комплексов северо-западной части Демьянского мегавала (Западная Сибирь) / Д.А. Курчиков // Материалы

- Всероссийской конференции с участием иностранных учёных «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами». Томск, 2012, –С. 459-462.
70. Курчиков Д.А. Сопоставительный анализ результатов трассерных исследований и разломно-блоковой модели Урненского и Усть-Тегусского месторождений / Д.А. Курчиков // Материалы конференции «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири». Тюмень, 2014, –С. 110-111.
71. Курчиков Д.А. Сопоставление результатов линеаментного анализа и трассерных исследований на Урненском и Усть-тегусском нефтяных месторождениях / Д.А. Курчиков // Всероссийская научная конференция молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири» посвященная 80-летию академика А.Э.Конторовича. Электронное издание, Новосибирск, 2014.
72. Курчиков Д.А. Условия формирования геотемпературного поля Урненского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений / Д.А. Курчиков // Академический журнал Западной Сибири. Тюмень, 2014, –С. 41-43.
73. Курчиков Д.А. Особенности геодинамической обстановки Урненского и Усть-Тегусского месторождений / Д.А. Курчиков, О.С. Мартынов, А.Г. Плавник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва ОАО “ВНИИОЭНГЭ”, 2013. Вып. 11. – С.12-15.
74. Курчиков Д.А. Влияние геодинамических факторов на характер разработки Урненского и Усть-Тегусского месторождений. Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений / Д.А. Курчиков, А.Г. Плавник // Материалы Восьмой Всероссийской научно-технической (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича). Тюмень, 2012, –С. 143–146.

75. Курчиков Д.А. Особенности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений на Урненском и Усть-Тегусском месторождении / Д.А. Курчиков, А.Г. Плавник // Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые Технологии – Нефтегазовому Региону». Тюмень, 2012, с. 145 – 147.
76. Кусов Б.Р. Флюидодинамика как предвестник геодинамических процессов / Б.Р. Кусов // Вестник Владикавказского научного центра. - Владикавказ, 2009. №9. –С. 42-44.
77. Лысенко В. Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко // М.: Недра, 1987. – С. 247.
78. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В.М. Матусевич // М.: Недра, 1976. –С. 157.
79. Матусевич В.М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины / В.М. Матусевич // 27 сессия Международного геологического конгресса, тезисы, т. IX, часть 2. М.: 1984. –С. 373-374.
80. Матусевич В.М. Краткая история изучения глубоких подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна и эволюция научных представлений / В.М. Матусевич // Изв. вузов. Нефть и газ. Тюмень, 1999. – № 4. –С. 24-31.
81. Матусевич В.М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазового бассейна / В.М. Матусевич, О.В. Бакуев // Советская геология, 1986, – №2. – С. 117-122.
82. Матусевич В.М. Гидрогеохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов Севера Западной Сибири / В.М. Матусевич, Р.Г. Прокопьева, С.Н. Беспалова // Изв. вузов. Нефть и газ. Тюмень, 1984. – № 1. – С. 117 — 122.
83. Матусевич В.М. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна /

- В.М. Матусевич, А.В. Рыльков, И.Н. Ушатинский // Тюменский государственный нефтегазовый университет. Тюмень, 2005. – С. 224.
84. Матусевич В.М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / В.М. Матусевич, Н.Г. Шубенин, В.Т. Цацульников // Тюмень, 1990. –С. 102.
85. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений / С.Ф. Мулявин // Учебное пособие, Тюмень, ТюмГНГУ, 2009. - с.195.
86. Наливкин В.Д. О морфологической классификации платформенных структур / В.Д. Наливкин // Геология нефти и газа. 1962. № 8. – С. 24-28.
87. Наливкин Д.В. Геологические районы СССР / Д.В. Наливкин // Проблемы сов. геологии, 1933. т. 1. – № 1. –С. 3-56.
88. Недоливко Н.М. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова, Т.Г. Перевертайло, Е.Д. Полумогина // Известия Томского политехнического университета, вып. 308, –№. 5, 2005. – С. 47-53.
89. Неручев С.Г. Взаимосвязь между стадийностью нефтегазообразования и размещением нефти и газа в бассейнах. Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа / С.Г. Неручев // М.: Наука, 1978 г., – С. 65-75.
90. Нестеров И.И. Гидрогеологические особенности нефтеносных толщ Западно-Сибирской низменности / И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, Б.П. Ставицкий // Тр. ЗапСибНИГНИ: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности, М.: Недра, вып. 1, 1965. – С.166-175.
91. Нестеров И.И. Критерии прогноза нефтегазоносности / И.И. Нестеров // Тр. ЗапСибНИГНИ, М., 1969 г., вып. 15, – С. 336.

92. Нестеров И.И. Об условиях формирования нефтяных и газовых месторождений / И.И. Нестеров // Тр. ЗапСибНИГНИ, М.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. Недра, Вып.2, 1967. –С. 256-259.
93. Нестеров И.И. Основные особенности температурного поля Западной Сибири / И.И. Нестеров, А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий // Нефтегеологическая интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. Сб. науч. тр. ЗапСибНИГРИ. Тюмень, 1988. – С.5-23.
94. Нестеров И.И. Определение наиболее эффективных направлений поисковых и разведочных работ на нефть и газ 1986-1990г. / И.И. Нестеров, А.В. Рыльков, А.П. Соколовский // Тюмень, Главтюменьгеология, 1985.
95. Нестеров И.И. Условия формирования залежей и оценка перспектив нефтегазоносности / И.И. Нестеров, А.В. Тяп, Ф.К. Салманов, И.Н. Ушатинский // Тр. ЗапСибНИГНИ, М., 1970 г., вып. 41: Салымский нефтеносный район, –С. 191-222.
96. Николаев Н.И. Новейшая тектоника и геодинамика литосферы / Н.И. Николаев // М.: Недра, 1988. –С. 491.
97. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика / В.Н. Николаевский // М.: Недра, 1996. – С. 447.
98. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. / А.В. Петухов // Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002, –С. 276.
99. Плавник А.Г. Методические аспекты задач типизации и районирования подземных вод Западной Сибири / А.Г. Плавник, А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий // Изв. ВУЗов, Нефть и газ, №6, 2008, –С.4-12.
100. Плавник А.Г. Районирование многопараметрических данных в постановке задачи картопостроения. Автоматизация, телемеханизация

- и связь в нефтяной промышленности / А.Г. Плавник, А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий // М., ВНИИОЭНГ, 2009, –№ 6, –С. 18-23.
101. Плавник А.Г. Отчет по договору «Определение химической совместимости вод, используемых для заводнения нефтяных пластов, с водами продуктивных отложений Самотлорского месторождения и подготовка их с целью повышения нефтеотдачи. Анализ изменения фильтрационных характеристик.» / А.Г. Плавник, Б.П. Ставицкий, М.Б. Букаты, Т.П. Митрохина и др. // Тюмень, 2004 г.
102. Радченко А.В. Динамически напряженные зоны литосферы - активные каналы энерго-массопереноса / А.В. Радченко, О.С. Мартынов, В.М. Матусевич // Изд. «Тюменский дом печати», Т.1, 2009. –С. 240.
103. Ростовцев Н.Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезокайнозойских отложений с элементами палеотектоники / Н.Н. Ростовцев // Тр. СНИИГГиМС, Новосибирск, 1961 г., Вып. 7: Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири, –С. 30-39.
104. Рублёв А.Б. Методика подбора эффективной системы заводнения на примере Урненского месторождения / А.Б. Рублёв, А.Ю. Прохоров, К.М. Федоров, А.П. Шевелёв // Известия Вузов, серия «Нефть и газ». 2011. – №1.
105. Рублёв А.Б. Капиллярно-гравитационное равновесие в слоисто неоднородных пластах / А.Б. Рублёв, А.Ю. Прохоров, К.М. Федоров, А.П. Шевелёв // Вестник ТюмГУ. – 2010. –№6.
106. Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и её районирование по перспективам нефтегазоносности. / М.Я. Рудкевич // Тр. ЗапСибНИГНИ, М.:Недра, вып. 14, 1969. –С. 278.
107. Салманов Ф. К. Условия формирования нефтяных залежей / Ф.К. Салманов, Г.Э. Прозорович // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1968. вып. 19.

108. Сидоров В.А. Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, С.В. Атанасян и др. // М.: Наука, 1989. –С. 200.
109. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №8, 2003 г., –С. 8-14.
110. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа / Б.А. Соколов // М.: МГУ, 2001. –С. 480.
111. Ставицкий Б.П. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна / Б.П. Ставицкий, А.Р. Курчиков, А.Э. Конторович, А.Г. Плавник // Геология и геофизика, Т.45, 2004. –№ 7. –С. 826-832.
112. Сурков В.С. Тектоническое районирование кайнозойско-мезозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков // Сов. Геология №4, 1970 г. –С. 80-89.
113. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте // М.: Мир, 1981. –С. 499с
114. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы / А.А. Трофимук, В.А. Успенский, О.А. Радченко, Е.А. Глебовская и др. // Геология и геофизика, 1960, №7, с.3-12. Основы генетической классификации битумов. Л., Недра, 1964, –С. 267.
115. Трофимук А.А. Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности / А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский // Геология нефти и газа №2, 1975. –С.1-7.
116. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкотт // Издание второе, дополненное. Пер. с английского. – М: ЮКОС - Schlumberger, 2001. –С.144.

117. Фотиади Э.Э. Строение складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты / Э.Э. Фотиади, В.С. Сурков // Советская геология. 1965. – №2. – С. 17-25.
118. Фролов Н.М. Гидрогеотермия / Н.М. Фролов // Изд-во «Недра», 1968, – С. 1-316.
119. Хасанов Р.Н. Моделирование геологических объектов Урненского месторождения нефти на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения / Р.Н. Хасанов, В.В. Судакова, Л.А. Личагина // Вестник недропользователя ХМАО Ханты-Мансийск, 2004. Вып. 15. – С.25-30.
120. Хафизов Ф.З. Отчет по договору «Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа Урненского и Усть-Тегусского месторождений» / Ф.З. Хафизов // Тюмень, 2006 г.
121. Шацкий А.В. Распознавание зон трещиноватости по данным добычи нефти / А.В. Шацкий, Б.Н. Еникеев // «Геофизика», спецвыпуск, 2004.
122. Шацкий А.В. Новая технология извлечения геологической информации по данным эксплуатации месторождений / А.В. Шацкий, В.В. Колесов // «Геофизика», спецвыпуск, 2004.
123. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза / С.Л. Шварцев // издание 2-е исправл. и доп. /С.Л. Шварцев. М.: Недра,1998. – С. 366.
124. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология / С.Л. Шварцев // М.: Недра, 1996. –С. 424.
125. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности / В.И. Шпильман // Екатеринбург, Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2010, – С. 236.
126. B. Abalos, R. Ramón-Lluch, L. M. Martínez-Torres. Lineament analysis on landsat imagery in the central Badajoz-cordoba shear zone. Arguments for brittle Stain partitioning and block rotation under Transpression. Estudios geol., 45: 361-367 (1989).

127. John H. Stewart. Regional tilt patterns of late Cenozoic basin-range fault blocks, western United States Geological Society of America Bulletin, August, 1980, v. 91, no. 8, p. 460-464.
128. Jordan G., Meijninger B. M. L., Hinsbergen D. J. J. V., Meulenkamp J. E., Dijk P. M. V. Extraction of morphotectonic features from DEMs: Development and applications for study areas in Hungary and NW Greece. International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation, 2005, vol. 7, no. 3, pp. 163-182.
129. Levorsen, A.I., 1967. Geology of Petroleum. W.H.Freeman and company, San Francisco and London, second edition.
130. Madeline Lee, William Morris. Quality assurance of aeromagnetic data using lineament analysis. Exploration Geophysics, January 2013.
131. Mah, A., Taylor, G. R., Lennox, P. and Balia, L.: "Lineament Analysis of Landsat TM images, Northern Territory, Australia", Photogrammetric Eng. and Rem. Sens.,61, 761-773, 1995.
132. Molnar, P., Tapponier, P. Cenozoic tectonics of Asia: effects of continental collision // Science, 1975,vol.195, No. 4201, p.419-462.
133. Sylvester, A.G. Strike-slip faults / A.G. Sylvester // Geological Society of America Bulletin. 1988. -November. -P. 1666-1703.
134. Timur A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. The Log Analyst, 1968, v.9, no.4, pp. 8-17.