

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра Нефтяной инженерии

УДК 622.692

На правах рукописи

Егенбердиев Мұхитдин Шамшидінулы

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Название диссертации

Эксплуатация скважин в нефтяных
коллекторах с техногенной
трещиноватостью

Направление подготовки

Нефтяная инженерия

Научный руководитель

PhD ассистент – профессор

Кудайкулов А.А.

« ____ » _____ 2021 г. 

Рецензент

PhD Ведущий научный сотрудник

Асилбеков Б.К.

« ____ » _____ 2021 г. 

Нормоконтроль

Кудайкулов А.А.

« ____ » _____ 2021 г. 

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой НИ
Дайров Ж.К.

« ____ » _____ 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра Нефтяной инженерии

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
нефтяная инженерия

«___»_____2021 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Магистранту

Тему: Эксплуатация скважин в нефтяных коллекторах с техногенной трещиноватостью

Утверждена приказом Ректора Университета №___-п от "___" "___" 20___ г.

Срок сдачи законченной диссертации "___" "___" 20___ г.

Исходные данные к магистерской диссертации: являются горно-геологические характеристики скважин в нефтяных коллекторах месторождения Кенкияк.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а)_ Основные проблемы, связанные с деформированием трещин при эксплуатации скважин

б) Выявление физико-гидродинамических особенностей месторождения Кенкияк

в) Обоснование технологических решений для повышения эффективности выработки запасов нефти

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): представлены 5 слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: *из 36 наименований.*

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

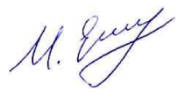
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Основные проблемы, связанные с деформированием трещин при эксплуатации скважин.	22.11.2019-16.03.2020	
Выявление физико-гидродинамических особенностей месторождения Кенкияк.	17.03.2020-13.02.2021	
Обоснование технологических решений для повышения эффективности выработки запасов нефти.	15.02.2021-15.05.2021	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Основная часть	PhD ассистент – профессор Кудайкулов А.А.		
Нормоконтролер	PhD ассистент – профессор Кудайкулов А.А.		

Научный руководитель  Кудайкулов А.А.

Задание принял к исполнению обучающийся  Егенбердиев М.Ш.
Дата " _____ " _____ 2021

АННОТАЦИЯ

Магистерская диссертация посвящена разработке и внедрению мероприятия по повышению добычи нефти при разработке терригенных коллекторов, путем учета особенностей работы системы «скважины пласт техногенной трещиноватостью» применительно условий месторождения Кенкияк.

Предметом исследований являются месторождения с трещино-паровыми пород коллекторов типами пород-коллекторов для которых характерно изменения продуктивности скважин в зависимости от раскрытия трещин.

Целью магистерской диссертации являются разработка мероприятия по повышению добычи нефти при разработке терригенных коллекторов путем учета особенности работы системы «скважины –пласт с техногенной трещиноватостью».

В магистерской диссертации многосторонне рассмотрены вопросы оценки степени фильтрационной неоднородности месторождения Кенкияк и техногенной формирования высокопроницаемой среды гидравлическим разрывом терригенного коллектора.

Установлено, что применение повторного гидравлического разрыва в зоне техногенной трещиноватостью способствует увеличению отношения дренируемых запасов к подвижным до 100%.

Результаты магистерской работы рекомендуется использовать при выборе и прогнозировании эффективности комплексных геолого-технических мероприятия по скважинам на месторождении Кенкияк Актюбинской области.

Магистерская диссертация содержит 75 стр., 23 рисунков, 36 наименований используемой литературы.

АНДАТПА

Магистрлік диссертация Кеңқияқ кен орнының жағдайына қатысты "ұңғыма қабаты" жүйесінің жұмыс ерекшеліктерін ескере отырып, терригенді коллекторларды игеру кезінде мұнай өндіруді арттыру бойынша іс-шараларды әзірлеуге және енгізуге арналған.

Зерттеу тақырыбы-жарықтардың ашылуына байланысты ұңғымалардың өнімділігінің өзгеруімен сипатталатын коллекторлық жыныстардың типтері бар коллекторлық-бу жыныстары бар кен орындары.

Магистрлік диссертацияның мақсаты "техногендік жарылғыштығы бар ұңғыма –қабат"жүйесі жұмысының ерекшеліктерін есепке алу жолымен терригенді коллекторларды әзірлеу кезінде мұнай өндіруді арттыру бойынша іс-шараларды әзірлеу болып табылады.

Магистрлік диссертацияда Кеңқияқ кен орнының фильтрациялық гетерогенділігінің дәрежесін және терригенді коллектордың гидравликалық үзілуімен жоғары өткізгіш ортаның техногендік қалыптасуын бағалау мәселелері жан-жақты қарастырылған.

Техногенді жарықшақтар аймағында қайта гидравликалық жарылуды қолдану құрғатылған қорлардың жылжымалы қорларға қатынасын 100% - ға дейін арттыруға ықпал ететіні анықталды.

Магистрлік жұмыстың нәтижелерін Ақтөбе облысының Кеңқияқ кен орнындағы ұңғымалар бойынша кешенді геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігін таңдау және болжау кезінде пайдалану ұсынылады.

Магистрлік диссертацияда 75 бет, 23 сурет, пайдаланылған әдебиеттің 36 атауы бар.

ANNOTATION

The master's thesis is devoted to the development and implementation of measures to increase oil production in the development of terrigenous reservoirs, by taking into account the features of the "well formation with technogenic fracturing" system in relation to the conditions of the Kenkiyak field.

The subject of research is deposits with fractured-vapor reservoir rocks, types of reservoir rocks that are characterized by changes in the productivity of wells depending on the opening of cracks.

The purpose of the master's thesis is to develop measures to increase oil production in the development of terrigenous reservoirs by taking into account the features of the "wells –reservoir with technogenic fracturing" system.

In the master's thesis, the issues of assessing the degree of filtration heterogeneity of the Kenkiyak field and the technogenic formation of a highly permeable medium by hydraulic fracturing of a terrigenous reservoir are comprehensively considered.

It is established that the use of repeated hydraulic fracturing in the zone of technogenic fracturing contributes to an increase in the ratio of drained reserves to mobile reserves up to 100%.

The results of the master's work are recommended to be used when selecting and predicting the effectiveness of complex geological and technical measures for wells at the Kenkiyak field in the Aktobe region.

The master's thesis contains 75 pages, 23 figures, 36 titles of the literature used.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Основные проблемы, связанные с деформированием трещин при эксплуатации скважин	11
1.1 Изменение фильтрационно-емкостных свойств пластов при интенсивных геодинамических и технологических процессах	11
1.2 Теоретические основы механизма образования вертикальных трещин	16
1.3 Оптимизация геометрии трещин разрыва	20
1.4 Прогнозирование дебита скважины после проведения ГРП и оценка технологических операций воздействия на пласт	25
Краткие выводы по первому разделу	32
2 Выявление физико-гидродинамических особенностей месторождения Кенкияк	33
2.1 Литолого-минералогическая характеристика продуктивного этажа на месторождении Кенкияк	33
2.2 Взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств пород месторождения Кенкияк	38
2.3 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин	43
Краткие выводы по второму разделу	47
3 Обоснование технологических решений для повышения эффективности выработки запасов нефти	48
3.1 Выявление особенностей механизма выработки запасов нефти по месторождению Кенкияк	48
3.2 Анализ результатов эксплуатации скважин в зоне каналов низкого фильтрационного сопротивления	54
3.3 Схема проектирования геолого-технологических мероприятий с учетом геодеформационного процесса в порово-трещинноватом коллекторе	58
3.4 Большеобъемный гидравлический разрыв пласта в нагнетательных скважинах	61
3.5 Оценка величины подвижных и дренируемых запасов нефти	66
Краткие выводы по третьему разделу	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	73

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы В последнее время при разработке нефтяных месторождений добывающие предприятия всё чаще сталкиваются с проблемами, обусловленными деформационными процессами в продуктивной толще при эксплуатации скважин в слоисто-неоднородных пластах, имеющих сложное геологическое строение, характеризующихся высокой фильтрационной неоднородностью.

Развитая высокопроницаемая система связанных естественных трещин служит причиной быстрого обводнения коллекторов, не смотря на то, что их объем на порядки меньше объема порового пространства блока пород. В результате многократного воздействия при бурении скважин, проведении гидроразрывов пластов (ГРП), заводнении и изменении пластового давления при отборе пластовых флюидов в горных породах формируется техногенная трещиноватость.

Пространственно-временные особенности деформационных процессов зависят от интенсивности техногенного вмешательства во флюидный режим залежи при её разработке и литологических деформационных характеристик горных пород. Взаимодействие трещинно-поровой среды с флюидом приводит к формированию локального, неустойчивого во времени напряженнодеформационного состояния. В отличие от природных деформационных процессов техногенные деформации контролируемые и технологически регулируемые. Поэтому внедрение адаптивной технологии разработки сложнопостроенных нефтяных месторождений и повышения коэффициента извлечения нефти из низкопродуктивных залежей основывается на планировании адресных технологий на основе информации о структуре разрывных нарушений, экранирующих зонах и каналах фильтрации пластовой жидкости, которую получают в результате мониторинга месторождений. В этой связи на многих месторождениях Актюбинской области гидродинамическими и трассерными исследованиями устанавливается наличие каналов низкого фильтрационного сопротивления в терригенных коллекторах. Предусматривается массовое применение методов интенсификации притока жидкости и борьбы с обводненностью, адаптированные под геолого-физические особенности этих залежей. Как известно, гидравлический разрыв пласта является основной технологией интенсификации добычи нефти из низкодебитных скважин, и для ряда месторождений он обязательный элемент системы разработки, т.к. его применение позволяет увеличить не только темпы отбора нефти, но и коэффициент её извлечения.

Комплексный подход исследования пласта с целью определения ориентации системы трещин и преимущественного направления максимального напряжения в пласте позволяет проектировать параметры управляемого ГРП. В определенной степени это аналогия проектирования неравномерной сетки добывающих скважин, позволяющая уменьшить

обводненность продукции и вовлечь в разработку дополнительные запасы. В этой связи в добывающих скважинах, расположенных между нагнетательными в направлении образования трещины необходимо ограничение ее длины. Рекомендуются ориентированная щелевая перфорация под ГРП по направлению максимального горизонтального стресса в породе, улучшающая связь ствола скважины с пластом, и обеспечивающая снижение рабочего давления гидроразрыва.

Промысловая практика свидетельствует о том, что дебиты скважины, в которых осуществлен ГРП, со временем эксплуатации снижаются. Продолжительность эффекта на месторождениях Актюбинской области колеблется в широких пределах - от 2 месяцев до 5 лет. Значимость повышения технологической эффективности возрастает в связи с тем, что в случае низкопроницаемых коллекторов принципиально важным становятся начальные дебиты скважин, ибо они определяют сроки окупаемости понесенных затрат выборе скважин для проведения ГРП. Как показывает анализ данных гидродинамических исследований, для большинства скважин реальная полудлина трещины гидроразрыва в 2-3 раза меньше, чем планируемая. Это обусловлено тем, что она имеет несколько ветвей, распределенных в соответствии с полем напряжений, изменяющимся в процессе разработки. В пласте фактически формируется система трещин, поэтому радиус зоны их распространения существенно меньше проектного значения.

Поэтому в условиях массового применения ГРП необходимо применение технологий определения азимута и геометрических параметров создаваемых трещин в пласте. Однако, например, хорошо известный метод пассивного сейсмического мониторинга (ПСМ) позволяющий осуществлять контроль распространения искусственных трещин на расстоянии 400м по латерали в условиях терригенного коллектора не позволяет оптимизировать фактическую систему трещин в прискважинной зоне.

Считаем, что для месторождений с трещинно-поровыми типами пород-коллекторов характерно изменение продуктивности скважин в зависимости от раскрытости трещин, на которую в свою очередь, влияет изменение эффективных напряжений при техногенном воздействии. В результате в продуктивной зоне пласта возникают зоны с аномальными фильтрационными свойствами геометрические характеристики которых (размер, форма, азимутальная и вертикальная направленность, неоднородность) и динамика изменения свойств во времени не известны с необходимой достоверностью. В этой связи, реализуемые технологические решения не в полной мере соответствуют изменившимся структурно-механическим особенностям строения продуктивного пласта и прискважинной области. В результате значительное различие приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин, как по площади, так и по разрезу эксплуатационных объектов и, как следствие неравномерный охват заводнением.

Для решения этих вопросов необходимо определить основные

направления развития системы техногенных трещин и исследовать динамику ее формирования и дальнейшего изменения в течении длительного времени с применением комплекса исследований, включающего в себя индикаторные и гидродинамические исследования. Если выработать соответствующие подходы по учету этого процесса, можно добиться оптимальной работы скважин на участках масштабного проведения гидроразрыва пласта и повысить эффективность выработки заносов нефти в терригенных коллекторах.

Цель и задачи исследования. Повышение добычи нефти при разработке терригенных коллекторов путем учета особенностей работы системы «скважина - пласт с техногенной трещиноватостью»

Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие задачи:

1. Аналитические исследования процесса образования вертикальных трещин при неуправляемом гидравлическом разрыве терригенных коллекторов.

2. Оценка изменения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов в результате интенсивных геодинамических и техногенных процессов.

3. Оценка эффективности эксплуатации добывающих скважин после повторного гидравлического разрыва в условиях пласта с техногенной трещиноватостью.

4. Обоснование геолого-технологических мероприятий для повышения добычи нефти из пластов с техногенной трещиноватостью по результатам трассерных исследований.

Научная новизна выполненной работы:

1. Для терригенных отложений месторождений Актюбинской области обоснован порово-трещинный тип коллектора с отношением объема трещин к объему низкопроницаемой матрицы 0,02 % до проведения её гидравлического разрыва.

2. Проведена оценка степени фильтрационной неоднородности месторождения и техногенного формирования высокопроницаемой среды гидравлическим разрывом терригенного коллектора. Доказано, что применение повторного гидроразрыва в зоне с техногенной трещиноватостью способствует увеличению отношения дренируемых запасов к подвижным до 100 %.

Практическая ценность работы результаты, полученные в диссертационной работе, используются при выборе и прогнозировании эффективности комплексных геолого-технических мероприятий по скважинам на месторождениях Актюбинской области.

1 ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С ДЕФОРМИРОВАНИЕМ ТРЕЩИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.1 Изменение фильтрационно - емкостных свойств пластов при интенсивных геодинамических и технологических процессах

В настоящее время проблемы выработки запасов нефтяных месторождений Актюбинской области связаны, в основном, с присутствием в продуктивных коллекторах высокой фильтрационной неоднородности, в связи с чем значительная часть извлекаемых запасов не затронута воздействием вследствие чего не достигается проектная нефтедобыча.

Снижение эффективности эксплуатации скважин связано с наличием в продуктивных пластах двойной среды, понятие которой сформировано в работе И.В., Владимиров О.Н Пичугин [1] и публикации Соляной П.Н., Пичугин [2] применительно к средам, состоящим из каналов с тупиковыми порами или системы трещин с пористыми блоками. В фундаментальной работе О.Н. Пичугин, [3] приведены и проанализированы основные исследования, посвященные методам разработки на базе упрощенных моделей порово-трещиноватых пластов или пластов с двойной средой.

Ранее выполненными исследованиями установлено, что дизъюнктивные нарушения, формирующиеся в результате тектонической активности, образуют вокруг себя зоны дробления породы и сеть трещин, формирующих двойную среду, представленную поровыми блоками, вмещающими нефть, и фильтрационными каналами, по которым происходит ее транспортировка.

На ряде продолжительное время эксплуатируемых месторождений Актюбинской области участки разрывов являются зонами с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, ширина которых по данным эксплуатационного бурения достигает 100 метров. Авторы работы [5] напрямую связывают высокую продуктивность добывающих скважин с их близостью к участкам разрывов.

Литогенетический тип трещиноватости широко развит как по разрезу, так и по площади, и охватывает практически все литологические разновидности неокотских и юрских отложений: песчаники, алевролиты, аргиллиты (глины) и их неотсортированные разности. Наиболее четко этот тип трещиноватости проявляется в аргиллитах (глинах). Происхождение этих трещин, в основном, обусловлено процессами образования осадочных горных пород и их дальнейшей трансформации - диагенезом и эпигенезом.

Трещины смешанного генезиса практически развиты во всех литологических разностях пород Актюбинской области и включают в себя все морфологические вариации вышеописанных генетических типов. Кроме того, к ним относятся микротрещины, генезис которых непосредственно связан с влиянием горного давления, а также с циркуляцией пластовых интерстиционных минерализованных вод.

Экспериментально показано, что небольшие нагрузки в

преимущественно кварцевых коллекторах, почти лишенных цемента, способствуют широкому развитию систем микротрещин [6]. Следовательно горное давление оказывает большое влияние на развитие микротрещиноватости, которая наблюдается в песчаниках. Выявлено, что в полимиктовых глинистых коллекторах изучаемого разреза это более заметно.

Трещиноватость, прямо связанную с растворяющим действием вод, удастся отметить крайне редко, так как отсутствуют четкие критерии для ее выделения, хотя минерализованные воды в значительной степени могут расширять литогенетические или тектонические трещины, а порой и создавать в дополнительные пути циркуляции пластовых флюидов [7].

Изменение типа трещиноватости по разрезу продуктивной части неокома имеет дифференцированный характер в зависимости от ряда факторов: литолого-минералогического состава пород-коллекторов и их покрышек, мощности и характера их геологической неоднородности, плотности и т. д. Все перечисленные факторы по-разному влияют на специфику и интенсивность тектонических деформаций, усиливая или ослабляя их в зависимости от конкретной геологической обстановки. Несмотря на то, что характер генетических типов трещиноватости не изменяется при переходе из одного стратиграфического подразделения в другое, масштабность трещиноватости меняется значительно. Так, например, для мегийской свиты валанжина характерны литогенетические типы трещиноватости и тектонические трещины сколового типа. Другие разновидности макро- и микротрещин развиты меньше.

Наличие трещин в продуктивных отложениях неокома оказывает большое влияние на разработку залежей нефти в исследуемом районе, неучет которых может привести к ряду негативных последствий. Так, система трещин разного генезиса в продуктивных пластах, в одних случаях, способствует преждевременному обводнению скважин, в других, наоборот, служит дренажом для поровых блоков. Таким образом, повышенная гидравлическая взаимосвязь удаленных участков продуктивного пласта, устанавливаемая для большинства объектов Актюбинской области очевидно, связана с явлениями трещиноватости.

Это подтверждается результатами многочисленных трассерных в исследованиях, проведенных на большом количестве продуктивных пластов нефтяных месторождений Актюбинской области, интерпретация которых выявила наличие обширных гидродинамически связанных каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением, приводящих к непроизводительной закачке воды и снижению коэффициента охвата пласта разработкой, которые показали. Установлено:

- доля каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) в объеме продуктивного пласта варьирует в диапазоне от 0.001 до 0.1%;
- фазовые проницаемости каналов НФС на 2 - 6 порядков превышает характерные значения для пластов;
- скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами,

превышают характерные скорости фильтрации для полимиктовых коллекторов на 2-6 порядков;

- появление в добывающих скважинах во времени нескольких пиков (экстремумов) подъема концентрации от 1 до 12, что свидетельствует о фильтрации нескольких каналов НФС;
- количественное влияние давления нагнетания (перепада давления) на раскрытость каналов НФС и коэффициента охвата;
- практически полное отсутствие фильтрации из каналов НФС в матрицу коллектора (слабая гидродинамическая связь);
- непроизводительную фильтрацию закачиваемой воды по каналам НФС в количестве 8 - - 43 %, не совершающей работу по нефтевытеснению;
- распределение преимущественной ориентации прохождения трассера по простирацию пласта, как правило, происходит в двух взаимно перпендикулярных направлениях: юго-запад (севере - восток) и юго-восток (севере - запад) с некоторыми флуктуациями.

Одним из основных факторов, оказывающим влияние на формирование техногенной трещиноватости в поровом коллекторе, является нагнетание воды I под давлением, превышающим давление разрыва пласта. При этом вокруг нагнетательных скважин формируются каналы, по которым преимущественно движется вода в сторону добывающих скважин, в то время как между ними остаются целики слабодренируемой нефти. Вышеперечисленные положения легли в основу струйной теории вытеснения нефти водой Соляной П.Н., Пичугин О.Н., Кошеверов Г. [8].

Важным аспектом в изучении напряженности горных пород является определение минимальных напряжений горных массивов, что необходимо для грамотного моделирования ГРП и определения давления разрыва пластов при организации системы ППД. В этой области проведено множество различных теоретических и практических работ как отечественными, так и зарубежными исследователями. Большой объем экспериментов по определению напряжений в горных массивах выполнен группой французских авторов [9]. Путем изучения результатов предварительных гидроразрывов пласта они выяснили величину минимальных напряжений в пласте, которая оценивается на уровне 0,4-0,5 д.ед. от горного давления. При превышении этой величины на 4-8% начинается процесс трещинообразования.

Существует мнение, что отношение сопротивления пород на разрыв к давлению вышележащих пород является высоким в скважинах глубиной до 900 м. На таких глубинах сила сжатия пласта обусловлена боковым давлением, которое выше давления вышележащих пород. В этом случае при гидроразрыве пласта образуются горизонтальные трещины. В более глубоких скважинах отношение прочности пород на разрыв к горному давлению уменьшается с ростом глубины, и сопротивление пород на разрыв преодолевается раньше, чем горное давление, в результате чего образуются вертикальные трещины. Таким образом, в неглубоких скважинах давление разрыва пласта приблизительно равно горному давлению ($0,23 \text{ кг/см}^2$ на 1 м глубины). В

глубоких же скважинах давление разрыва на метр глубины обычно меньше, чем удельный вес вышележащих пород, и может составить $0,18 \text{ кг/см}^2$ на 1 м глубины.

Следует также отметить, что ориентация и развитие трещин гидроразрыва будут зависеть от наличия ослабленных зон в пласте, которыми могут быть места напластований, естественной трещиноватости, тектонические нарушения, трещины или высокопроницаемые прослои.

Помимо нагнетательных скважин упругое поле пластической деформации в пласте создают депрессионные воронки вокруг добывающих скважин. В определенный момент рост трещины будет обусловлен не подаваемой в нее энергией, а упругим полем добывающей скважины, то есть трещина будет распространяться в направлении к добывающей скважиной. Описанный процесс объясняет снижение эффективности форсированных отборов жидкости, сопровождающихся высокими объемами закачки воды, и свидетельствует о целесообразности согласования интенсификации отборов и закачки.

Предлагается использовать механизм разрушения породы при трещинообразовании для повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин путем формирования зон дилатансионного разрушения. Дилатансионные трещины извилисты и пересекают друг друга, представляя некое подобие радиальной паутины, которая в последующем будет служить компенсатором для упругой энергии, тем самым ограничивая свой дальнейший рост. Это позволит избежать высоких давлений закачки для обеспечения компенсации отборов и усовершенствовать традиционные технологии ГРП формированием протяженных единичных трещин, способных к дальнейшему росту в упругом поле пласта.

В последнее время на территории Актюбинской области в разработку стали вводиться месторождения со сложным геологическим строением, обусловленным резкой изменчивостью и неоднородностью по площади и разрезу. Основные проблемы вовлечения этих запасов в разработку - низкая продуктивность скважин и сложность формирования регулярных систем разработки, обусловленные невысокими фильтрационно-емкостными характеристиками пластов, сильной зональной и послойной неоднородностью геологического строения и наличием естественной литогенетической трещиноватости [10].

Одним из месторождений, где разрабатывается в Актюбинской области, является Кенкияк, которое находится в 250 км к югу от г. Актобе (рисунок 1.1). Нефть преимущественно легкая с плотностью $821\text{—}850 \text{ кг/м}^3$, содержит серы $0,24\text{—}1,24\%$, парафинов $1,53\text{—}6,76\%$, смол $1,2\text{—}8,5\%$. Для докунгурского продуктивного этажа характерно аномально высокое пластовое давление, составляющее $67,6 \text{ МПа}$ в нижней перми и $79,6 \text{ МПа}$ в карбоне. Пластовая температура достигает максимальных значений $98 \text{ }^\circ\text{C}$. Дебиты нефти $18,4\text{—}150 \text{ м}^3/\text{сут}$. На месторождении разрабатываются залежи нефти в надсолевой

толще. Подсолевая часть разреза завершена разведкой.



Рисунок 1.1 – Месторождение Кенкияк, Темирский район, Актюбинской области Казахстана

По состоянию на 01 января 2003 года балансовые запасы месторождения Кенкияк составляли 103 млн тонн, остаточные извлекаемые запасы — 17,2 млн тонн[11].

Суммарный продуктивный этаж на месторождении охватывает интервал от 160 до 4300 м. Разрез представлен переслаиванием песчаников разной степени цементации, алевролитов, гравелитов, глин и аргилитов. Отложения среднего карбона представлены известняками. Строение структуры по надсолевому и подсолевому комплексам резко отличаются. Очевидно основное влияние на характер выработки запасов нефти пласта ЮС₂ месторождение Кенкияк оказывают: наличие естественной трещиноватости, самопроизвольное и искусственное трещинообразование при закачке воды в пласт и проведении большеобъемных ГРП, а также формирование плотных сеток скважин. Причем, усиление системы воздействия в условиях пласта с двойной средой в совокупности с проведением ГРП значительно повлияло на обводненность продукции добывающих скважин.

Таким образом, следует особо выделить техногенную трещиноватость, формирующуюся в процессе разработки нефтяных месторождений, когда на продуктивные пласты оказываются многократные воздействия, в том числе при бурении скважин, проведении гидроразрывов пласта, закачке воды, изменении пластового давления при отборе пластовых флюидов и т.д. Деформации, испытываемые при этих воздействиях, приводят к появлению разрывов и трещин различного масштаба. При этом очагами техногенных деформаций становятся естественные трещины различного генезиса.

1.2 Теоретические основы механизма образования вертикальных

трещин

Успешное решение повышения полноты извлечения нефти из продуктивных пластов в значительной степени зависит от применения эффективной технологии и методов воздействия на прискважинную зону пласта (ПЗП) и пласт с целью интенсификации притока и увеличения продуктивности скважин.

Широко используемые способы интенсификации притоков — кислотные обработки ПЗП и их модификации, методы переменного давления, применение пороховых давлений и др. — не всегда приемлемы и эффективны. Наиболее эффективным методом интенсификации притоков является гидравлический разрыв пласта, высокая успешность которого в свою очередь зависит от геологических и технологических параметров процесса ГРП. В результате осуществления ГРП, как правило, дебиты увеличиваются кратно. Прирост дебитов скважин при этом колеблется в широких пределах, различна и их продолжительность эффекта. Однако в практике имелись случаи, когда дебиты скважин не только увеличивались, но и уменьшались с увеличением обводненности. Слабая изученность технологии ГРП не способствует высокоэффективному применению этого метода, обоснованному определению и выбору категории скважин с учетом геолого-промысловых условий, на которых может быть получен высокий технико-экономический эффект и научно-обоснованному выбору технологии гидравлического разрыва коллекторов высокой фильтрационной неоднородности.

Теоретическое представление процесса гидравлического разрыва, как метода увеличения продуктивности скважин, было выполнено Ж.Кларком. В. М. Хуберт и Д. Виллис представили работу, которая теоретически обосновывает механику трещинообразования в продуктивных отложениях.

Двухмерная модель распространения трещины впервые была разработана С.А. Христиановичем и Ю.П. Желтовым, в основе которой лежит предположение о плоских деформациях в вертикальном и горизонтальном направлениях продуктивного пласта. Если в бесконечной упругой среде каждый горизонтальный участок деформируется независимо от других без вертикальной деформации, то действует так называемое условие деформации в горизонтальной плоскости [12]. При этом все компоненты данного тензора деформации Z исчезают, а условия плоской деформации записываются в виде:

$$\begin{cases} \varepsilon_{xx} = \frac{1+\nu}{E} [(1-\nu)\sigma_{xx} - \sigma_{yy}] \\ \varepsilon_{yy} = \frac{1+\nu}{E} [(1-\nu)\sigma_{yy} - \sigma_{xx}] \end{cases} \quad (1.1)$$

$$\begin{cases} \varepsilon_{xy} = \frac{1+\nu}{E} \tau_{xy} \\ \varepsilon_{xz} = \varepsilon_{yz} = \varepsilon_{zz} = 0 \end{cases}; \quad (1.2)$$

где τ_{xy} — касательные напряжения в плоскости ХУ;
Е - модуль Юнга,

σ -напряжения по соответствующим координатам;
 ν - коэффициент Пуассона.

Из этого условия следует, что зона трещины должна деформироваться от верхнего до нижнего слоя. При этом, трещина с горизонтальным проникновением окажется меньше по сравнению с вертикальным, а форма трещины не будет зависеть от положения по вертикали и будет иметь постоянную высоту и прямоугольный поперечный разрез (Христианович и Желтов, Гиртсма и Клерк, модель KGD).

Перкинс и Керн) и Нордгрэн рассмотрели деформацию в вертикальных плоскостях, предполагая при этом, что каждый вертикальный разрез деформируется независимо от других (модель PKN) [12]. Форма трещины в разрезе в этом случае принимается эллиптическая, горизонтальное проникновение много больше чем вертикальное.

В следующих по сложности псевдотрехмерных моделях распространение вертикальной трещины в горизонтальном направлении комбинировалось с двумерным моделированием трещины в вертикальном поперечном сечении. Трещина при этом имеет переменную высоту, убывающую при удалении от скважины, и может проникать в соседние слои породы, что определяется напряженным состоянием породы и ее прочностью в вертикальном направлении. В вертикальном поперечном сечении допускается одномерное течение жидкости. В целом псевдотрехмерные модели позволяют дать приближенную оценку реальной геометрии трещины.

В полностью трехмерных моделях трещины гидроразрыва используется трехмерная теория упругости, трещины считаются равновесными, и в плоскости вертикальной трещины допускается двумерное течение жидкости. Учитывается изменение реологии жидкости с температурой. Трещина распространяется, если коэффициент интенсивности напряжений на ее краю достаточно велик. Распространение происходит с большой скоростью, после чего трещина приходит в новое равновесное состояние. Утечки жидкости в породу описываются с помощью обобщенных коэффициентов утечек. Модель хорошо описывает эффект возможного удержания трещины в границах слоя пласта и ее распространение в соседние слои. Давление в псевдотрехмерных и трехмерных моделях убывает на входе в трещину на ранней стадии роста трещины, пока не прекращается ее интенсивный рост, а затем начинает расти.

Последние исследования ГРП, проведенные в США и в других странах мира, показывают, что вертикальные трещины ГРП проникают в кровлю и подошву пласта, горные породы которых в виду повышенной глинистости обладают большей ползучестью и, следовательно, большим боковым горным давлением, чем породы основного пласта. Таким образом, породы кровли и подошвы пласта как бы «зажимают» вертикальную трещину, ограничивая ее распространение по вертикали.

В работе [13] предлагается усовершенствованная модель ГРП, являющаяся квазитрехмерной, в которой учитывается деформация пород, весьма близкая к трехмерной. Модель построена на основе сочетания решения

теории упругости об образовании вертикальной трещины в плоскости (z, y) с учетом вхождения трещины в кровлю и подошву пласта (решение, аналогичное решению Косков В.Н., Косков Б.В., [14] и решения Ю.П. Желтова об образовании вертикальной трещины фильтрующей жидкостью.

В концах трещины, находящейся на границе трещины с кровлей и подошвой пласта (точки А и А' рисунок 1.2), а также в конечном сечении трещины в плоскости (z, y) выполняется условие конечности напряжений в концах трещины. (Деформация отдельных слоев пород в плоскостях (z, y) не происходит независимо друг от друга, происходит с учетом деформации массива пласта в целом. Конечно, деформация и в этом случае является квазитрехмерной, т. к. рассматривается сочетание деформаций в плоскостях (z, y) и (z, x), а не полностью трехмерная деформация. Однако рассмотрение полностью трехмерной деформации при заранее неизвестной границе трещины является чрезвычайно трудной задачей, до сегодняшнего дня не решенной.

Согласно условию конечности напряжений в концах трещины, т. е. получено на основе решения задачи о вертикальной трещине [15] следующее соотношение между перепадом давления ΔP жидкости в трещине, боковым горным °о давлением в пласте, подвергнутому ГРП, и боковым горным а, давлением в горных породах и подошве пласта:

$$\frac{\Delta P - \sigma_0}{\sigma_1 - \sigma_0} = \frac{2\Theta_0}{\pi}, \cos \Theta_0 = \frac{h_0}{h}. \quad (1.3)$$

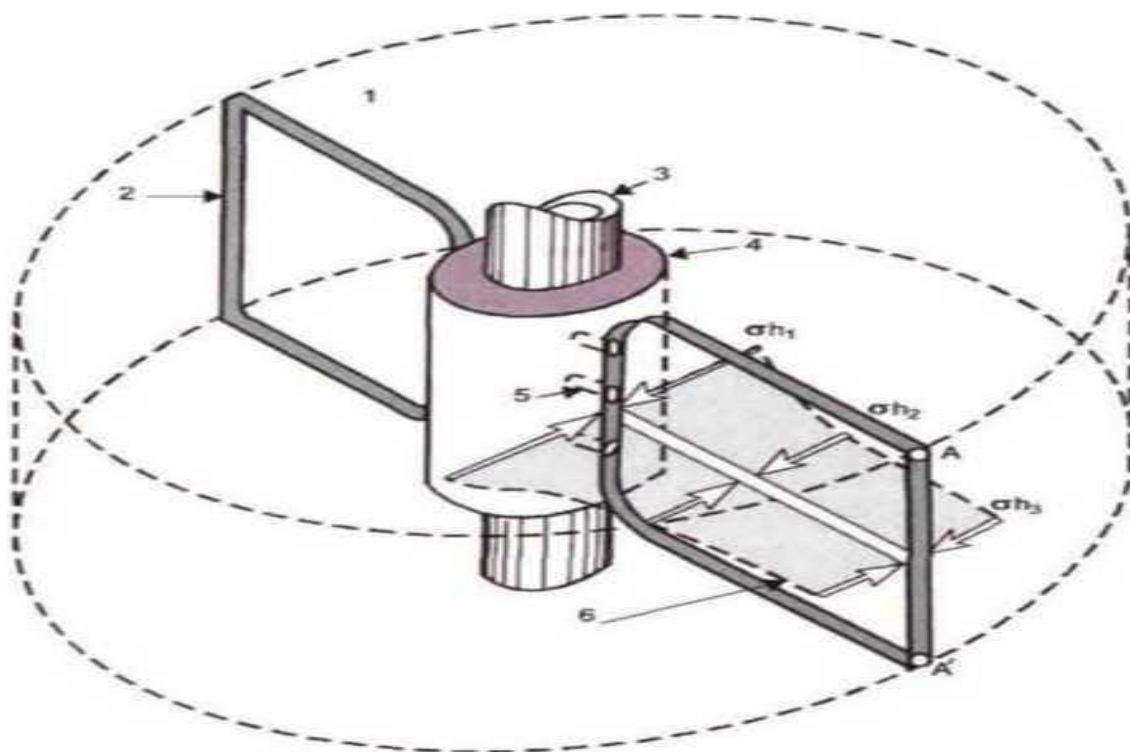
В формуле $\Delta P = P_r - P_{пл}$ (P_r (1.3) – давление разрыва, $P_{пл}$ – пластовое давление), h_0 – толщина пласта, h – высота трещины по вертикали.

Изменение ширины трещины по вертикали (в каждом сечении пласта горизонтальной плоскостью) определяется следующими формулами:

$$\omega = \frac{4(1-\nu^2)(0.5h)\sigma_0\alpha}{E} \quad (1.4)$$

$$\alpha = \frac{1}{\pi - 2\Theta_0} \left[\cos \Theta \ln \frac{\sin(\Theta - \Theta_0)}{\sin(\Theta + \Theta_0)} + \cos \Theta_0 \ln \frac{tg \frac{\Theta + \Theta_0}{2}}{g \frac{\Theta - \Theta_0}{2}} \right] \quad (1.5)$$

$$\Theta = \arccos \frac{z}{\frac{h}{2}}; \cos \Theta_0 = \frac{h_0}{h} \quad (1.6)$$



1 — порода; 2 — трещина; 3 — обсадная колонна; 4 — цементное кольцо; 5 — перфорационные отверстия; 6 — оболочка напряжений сжатия, перпендикулярных трещине

Рисунок 1.2 — Схема распространения вертикальной трещины ГРП

Приведенные выше формулы деформации горных пород при образовании вертикальной трещины основываются на известном и признанном в мире решении Крянев, Д.Ю. цитируемом и используемом в многочисленных отечественных и зарубежных работах по механике трещинообразования [16]. Отметим, что деформация горных пород при образовании трещины ГРП происходит не только в вертикальном, но и в горизонтальном направлении, причем в каждом вертикальном сечении не пропорционально перепаду давления жидкости, как это принято в модели Перкинса и Керна [17], а в соответствии с законом трехмерной деформации.

Ориентация трещин предопределяет эффективность разрыва пласта. Наиболее вероятным направлением развития трещин, очевидно, будет направление, совпадающее с расположением естественной трещиноватости. В работах [16] описываются попытки определения направления образовавшихся трещин методом гидропрослушивания в окружающих скважинах до и после проведения работ. Для определения направления распространения трещины гидроразрыва вокруг скважины устанавливаются на некоторой глубине чувствительные измерители напряжений (патент № 4044828, США). Измерители воспринимают и классифицируют изменения поверхностных напряжений пород, возникающих от гидроразрыва, по величине и направлению к главной горизонтальной компоненте в каждом месте установки

измерителей. Эти данные обрабатываются математически и определяется направление распространения трещины.

При малых вертикальных напряжениях давление разрыва должно быть близко к прочности породы на растяжение. Однако, если слои состоят из пород разного типа, горизонтальные напряжения в среднем слое, вызванные ростом вертикальной нагрузки, соответственно увеличивают или уменьшают давление гидроразрыва в зависимости от того, являются они сжимающими или растягивающими.

Проведенные исследования показывают, что ограничение вертикального роста трещин гидроразрыва достигается при двух различных геологических условиях: повышенное минимальное сжимающее горизонтальное напряжение в породах, окружающих продуктивный пласта; слабое сопротивление сдвигу между слоями. Сдерживание распространения трещин вследствие недостаточного сопротивления сдвигу на границе слоев, по-видимому, не происходит на больших глубинах, где создается высокое напряжение трения. Горизонтальные сжимающие напряжения сдерживают распространение трещины только в случае, если она инициируется в более жесткой породе, чем породы выше и ниже лежащих пластов.

1.3. Оптимизация геометрии трещин разрыва

Имеется мнение (Прэтс), что для данного объема трещин (или объема расклинивающего агента) существует определенное оптимальное соотношение между шириной и длиной трещины. Это соотношение выражается формулой [18]

$$\frac{2L_f}{\omega} = \frac{1.59f}{K}, \quad (1.7)$$

где ω — ширина расклиненной трещины, м;

K — проницаемость пласта, мкм²;

K_f — проницаемость расклинивающего агента, мкм²;

L_f — длина трещины, м.

Это соотношение верно после длительного времени эксплуатации пласта и для случая высокой проницаемости пласта.

Другие авторы (Морс и др.) считают, что на оптимальные экономические показатели операции гидроразрыва пласта оказывают влияние и более ранние стадии работы пласта, такие, как неустановившийся режим, предшествующий псевдоустойчивому режиму работы пласта.

Для характеристики эффективности ГРП вводится понятие безразмерной проводимости трещины

$$C_{fd} = \frac{K_f \omega}{KL_f}. \quad (1.8)$$

Величину безразмерной проводимости желательно иметь в диапазоне

10—30. Согласно Прэтсу, оптимальное соотношение между шириной и длиной в трещины соответствует значению безразмерной гидропроводности 1,26. Таким образом, из (1.8) следует

$$K_f b = 1,26 K L_f. \quad (1.9)$$

Это соотношение справедливо для пласта, отработавшего большой срок (порядка 10—20 лет), и для случаев, изученных Прэтсом. Однако для пластов с низкой проницаемостью более высокие значения безразмерной гидропроводности приведут к увеличению добычи на начальной стадии работы пласта.

При проведении исследований моделировались три ситуации [18]. Первая ситуация моделировала постоянный объем трещины с пятью различными длинами трещин в четырех пластах различной проницаемости; вторая ситуация — постоянную длину трещины, но при различных объемах расклинивающего агента; третья ситуация — постоянные длину трещины и объем расклинивающего агента, но неравномерное заполнение объема трещины расклинивающим агентом. Первые две ситуации моделировались для исследования указанных выше закономерностей, а третья — для изучения разницы между трещинами, равномерно и неравномерно заполненными расклинивающим агентом (последнее чаще наблюдается на практике). Для всех случаев первые несколько дней добычи были наиболее продуктивными при $C_{fd} = 10$ и падение производительности наблюдалось при падении значений безразмерной проводимости. Это указывает на то, что проводимость трещин вблизи скважины определяет начальную производительность и давление, и что длина трещины не влияет на начальную производительность. В более позднее время работы пласта производительность будет определяться средним арифметическим различных значений проводимости на всей длине трещины. В том и другом случае для одной и той же длины трещины объем расклинивающего агента будет прямо пропорционален S_i или среднему значению C_{fd} .

Результаты исследований показали, что для данного объема расклинивающего агента благоприятно монотонное уменьшение проводимости в направлении от скважины. В случае, если предварительно определен объем расклинивающего агента, определение минимального количества рабочей жидкости и соответственно получение трещины малой длины при максимальной безразмерной гидропроводности может не привести к максимальной производительности пласта. В случае, если проницаемость пласта изменяется от $1,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и выше, значение безразмерной гидропроводности, равное 1,26, будет оптимальным. Однако, если проницаемость пласта ниже $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², предпочтительнее иметь значение $C_{fd} = 3$ или выше.

Для определения объема трещин, образующихся (или раскрывающихся) в ПЗП в процессе нагнетания в пласт жидкости, используется зависимость изменения приемистости скважины в процессе исследования, которая

строится на основании результатов гидродинамических исследований при нагнетании в пласт жидкости с постоянной производительностью и после остановки. В соответствии с данной методикой для оценки состояния призабойной зоны пласта необходимы:

- график изменения давления в скважине при нагнетании в пласт жидкости с постоянным расходом (от 500 до 2000 м³/сут) до получения установившегося режима нагнетания $\Delta P=f(t)$;
- график изменения давления в скважине после прекращения нагнетания $\Delta P=f(\tau)$;
- индикаторная линия при нагнетании в пласт жидкости $Q=F(\Delta P)$.

При совместной попарной обработке кривых $\Delta P=f(t)$ и $Q=F(\Delta P)$ или $\Delta P=f(\tau)$ и $Q=F(\Delta P)$ строятся графики, характеризующие изменение приемистости скважины во времени при нагнетании в пласт жидкости $q_{пл}=q(t)$ и после прекращения закачки жидкости в пласт $q_{пл}=q(\tau)$. Объем трещин, раскрытых в ПЗП в процессе закачки в пласт жидкости, определяется по формуле:

$$V_{тр} = Qt - \int_0^t q_{пл}(t)dt \quad (1.10)$$

или

$$V_{тр} = \int_0^\tau q_{пл}(\tau)d\tau \quad (1.11)$$

В случае первом объем трещин определяется как разность объема закачанной в скважину жидкости и объема профильтровавшейся в пласт жидкости (часть объема жидкости, закачанной в скважину, остается в раскрытой трещине). В случае втором объем трещин определяется как суммарный объем жидкости, профильтровавшейся из смыкающейся трещины в пласт в процессе восстановления давления в скважине.

Приведенные в работе [19] результаты промысловых исследований показали, что величина объема трещин $V_{тр}$ по разным скважинам изменяется в широких пределах, и она является показателем удаленности скважины от высокопроницаемых зон пласта. При наличии вблизи скважины высокопроницаемой (высокотрещиноватой) зоны пласта объем трещин, раскрывающихся при нагнетании в пласт жидкости, оказывается небольшим. Если же скважина вскрыла продуктивные отложения в зоне слаботоразвитой трещиноватости (и низкой проницаемости), в ПЗП образуются трещины, имеющие большой суммарный объем. Таким образом, зависимость $V_{тр}=f(\Delta P)$ является своеобразной характеристикой ПЗП конкретной скважины (рисунок 1.3) позволяющая делать заключение о её техногенной деформации и с учетом геолого-геофизических свойств продуктивных отложений осуществлять проектирование технологии физико-химического воздействия.

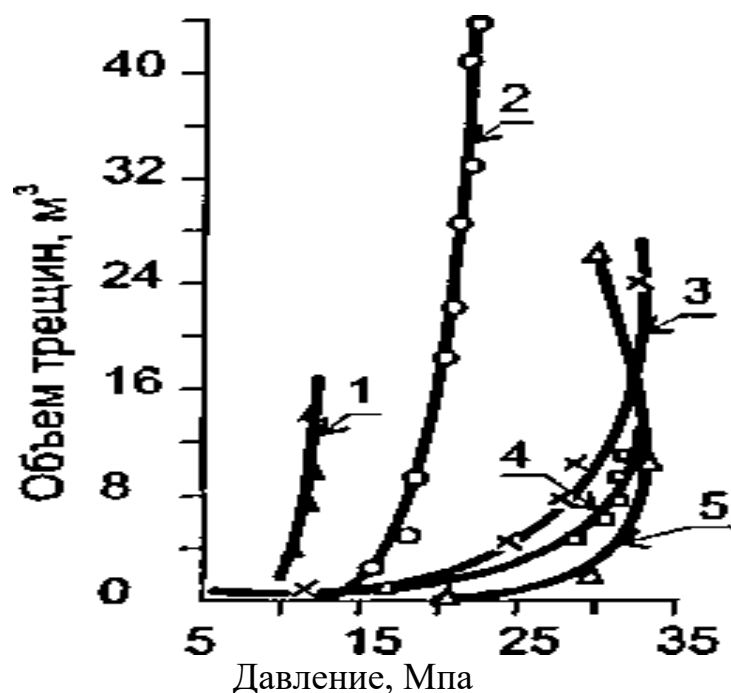


Рисунок 1.3 — Зависимость объема трещин от давления в скважинах, пробуренных на пласты низкой трещиноватости и проницаемости: 1 — скв. 7 месторождения Восточное Чиладиди; 2 — скв. 117 месторождения Карабулак-Ачалуки; 3 — скв. 18 месторождения Тарибани; 4 — скв. 27 месторождения Хаян-Корт; 5 — скв. 121 месторождения Али-Юрт

Совершенно недостаточно изучено влияние длины горизонтальных трещин на эффективность вытеснения нефти водой. Исследованиями м Кроуфорда [20] при изучении протяженных трещин было установлено, что наряду с увеличением проводимости пласта снижается эффективность вытеснения нефти из залежи. Практически горизонтальные трещины менее 0,036 средней длины пласта не влияют на эффективность вытеснения. Вместе с тем при длине 0,07 от средней длины залежи эффективность вытеснения уменьшалась до 15%, в зависимости от положения скважин на залежи. В этой связи рассмотрим факторы, влиявшие на формирование трещин. В работе [21] показано, что длина трещин зависит от: коэффициента относительного вскрытия пласта K_v , (д. ед.), пористости пласта m (д. ед.), глубины искусственного забоя L_3 (м), объема закачиваемой жидкости с проппантом Q_{jp} (м³), объема жидкости продавки $Q_{пр}$ (м³), давления разрыва P_p (МПа), среднего давления в скважине P_{cp} (МПа) и количества проппанта N (т).

В работах Р.Я. Кучумова, Р.Р. Кучумова и М.Я. Занкиева [22] приведены результаты определения тенденции изменения протяженности полутрещин при ГРП от выше перечисленных параметров на объектах ЮВ₁, АВ₁₋₃, БВ Ватинского, Аганского и Мегионского месторождений. Установлено, что влияние изучаемых факторов неоднозначно на объектах исследования и объясняется их сложным геологическим строением и текущим состоянием разработки. Они довольно сильно отличаются: по коэффициенту песчанистости от 0,27 для БВ до 0,7 для АВ₁₋₃; по коэффициенту

расчлененности от 1,27 до 2,6 для БВ, до 3,4 для ЮВ₁ и параметру прерывистости от 0,7 до 1,6 для БВ, до 0,764 для ЮВ₁. На основе обработки обширного статистического материала получены многофакторные математические модели (уравнения регрессии), адекватно описывающие процесс трещинообразования при ГРП, соответственно, на объектах испытания ЮВ₁, АВ₁₋₃ и БВ:

$$L_{\text{тр}} = 144,35 - 83,456K_{\text{в}} - 0,756m - 1,35L_3 \cdot 10^{-2} + 1,36Q_{jp} + 3,271Q_{\text{п}} + 0,266P_p - 1,03P_{\text{ср}} - 1,975N ; \quad (1.12)$$

$$L_{\text{тр}} = 475,44 - 118,31K_{\text{в}} - 5,48m - 4,078L_3 \cdot 10^{-2} + 1,834Q_{jp} - 29,964Q_{\text{п}} + 0,794P_p - 1,235P_{\text{ср}} + 6,187N ; \quad (1.13)$$

$$L_{\text{тр}} = 101,1 - 125,92K_{\text{в}} + 6,736m - 5,941L_3 \cdot 10^{-2} + 0,154Q_{jp} + 7,468Q_{\text{п}} + 0,239P_p - 0,233P_{\text{ср}} - 1,682N ; \quad (1.14)$$

Длина безразмерной полутрещины $\bar{L}$ может быть определена также из условия устойчивости стенок вертикальной трещины при помощи критерия Гриффитса. Такое условие получено авторами [23] на основе плоской теории упругости (плоской деформации):

$$\bar{L} < \frac{K_{\text{ин}}^2 \gamma}{\pi P_c^2 r_c} \text{ при } \bar{L} \gg 1, \quad (1.15)$$

где

$$K_{\text{ин}} = \sqrt{\frac{2E}{1-\nu^2}} = \text{const} \quad (1.16)$$

E — модуль Юнга, МПа;

ν — коэффициент Пуассона;

P_c — давление на выходе трещины из скважины, МПа;

r — радиус скважины, м;

γ — плотность поверхностной энергии, МПа·м;

$\bar{L} = \frac{L}{r_c}$ — безразмерная полутрещина.

Величину γ можно считать константой, характерной для материала в данных условиях (температура, внешняя среда), определяющей некоторую работу W , затраченную на расширение единицы поверхности S трещины, и определяемую отношением $[W/S] = \text{МПа} \cdot \text{м}^3/\text{м}^2 = \text{МПа} \cdot \text{м}$. Существуют экспериментальные способы определения величины γ .

Покажем использование формулы (1.15), принимая исходные данные: $E = 30 \cdot 10^3$ МПа; $\nu = 0.30$; $\gamma = 8,57$ МПа·м; $P_c = 30$ МПа; $r_c = 0,1$ м. Расчеты по формулам (1.15) и (1.16) дают предельно-устойчивую длину полу трещины $L = 200$ м.

Напряжение вдоль контура не обсаженной скважины и вдоль берегов трещины определяется по формуле:

$$\sigma_{\bar{x}} = -P_c \left(1 + \frac{2}{\bar{x}^2} \right), 1 \leq \bar{x} \leq (1 + \bar{L}) \quad (1.17)$$

При $\bar{x} = 1$ (на стенке скважины) $\sigma_{\bar{x}} = -3P_c$ при $\bar{L} = 2000$ ($L = 200$ м) получаем давление на торце трещины $\sigma_{\bar{L}} = -P_c$, т. е. давление, равное забойному. Таким образом, напряжение вдоль трещины при $P_c = 30$ МПа меняется от 90 МПа до 30 МПа. Истинные напряжения вдоль L определяются вычитанием из найденных напряжений σ_{∞} всестороннего сжатия на бесконечности.

1.4. Прогнозирование дебита скважины после проведения ГРП и оценка технологических операций воздействия на пласт

В работе [24] математически сформулирована задача о двух симметричных вертикальных трещинах, исходящих из скважины; на основе плоской теории упругости (плоской деформации) получены компоненты смещения стенок необсаженной скважины и трещин; решена задача о геометрических размерах трещин, установлены условия их устойчивости при помощи критерия Гриффитса и дана приближенная формула дебита скважины с вертикальной трещиной. Совместно с А.П. Телковым проанализированы некоторые указанные решения и проведена оценка степени их практического применения. Физическая постановка задачи предполагает, что толщина h продуктивного пласта много больше радиуса r_c скважины ($h \gg r_c$), высота h_0 вертикальных трещин много больше радиуса скважины ($h \gg r_c$). Другими словами, предполагается, что напряженно-деформированное состояние породы вблизи скважины и трещины находится в условиях плоской деформации. Это означает, что смещение и деформация в направлении оси скважины отсутствуют.

Предполагается также, что вдали от скважины и трещины порода подвержена всестороннему сжатию, определяемого как боковое горное давление σ_{∞} .

Получены следующие уравнения для расчета смещения контура скважины и стенок симметричных трещин в плоскости (x, y) при воздействии на пласт способом ГРП:

$$\bar{v}_x = \frac{P}{E} (1 + \nu) [2(1 - \nu)\bar{x}^{-1} - (1 - 2\nu)\bar{x}]; \quad (1.18)$$

$$\bar{v}_y = \frac{P}{E} 2(1 - \nu^2) \sqrt{(\varepsilon + \varepsilon^{-1})^2 - (\bar{x} + \bar{x}^{-1})^2}, \quad (1.19)$$

где

$$\begin{cases} \varepsilon_1^{-1} = 1 + \bar{L}, 1 \leq \bar{x} \leq \varepsilon_1^{-1}, \bar{r}_c = \frac{r}{r_c} = 1; \\ \bar{v}_x = \frac{v_x}{r_c}; \bar{v}_y = \frac{v_y}{r_c}; \bar{x} = \frac{x}{r_c}; \end{cases} \quad (1.20)$$

v_x и v_y — ординаты любой точки на плоскости (x, y) ;

E — модуль Юнга;

ν — коэффициент Пуассона;

ε_1 — коэффициент деформации.

По уравнениям (1.18) и (1.19), как полагают авторы [24], можно построить в безразмерных параметрах конфигурацию смещенного контура скважины и контура трещины (рисунок 1.4), принимая исходные параметры P , E , ν и r_c и задавая различные значения $\bar{x}$. Однако авторы [25] не приводят практической интерпретации уравнений (1.18) и (1.19), а их элементарная проверка уравнений на конкретных примерах не дает приемлемых результатов для размерных параметров x и y раскрытости трещины.

Для дебита скважины получена формула:

$$Q_m = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_m}{\ln(a\bar{R}_k)}, \quad (1.21)$$

$$a = \frac{1+\varepsilon^2}{2\varepsilon} = \frac{\varepsilon+\varepsilon^{-1}}{2}; \quad \bar{R}_k = \frac{R_k}{r_c}; \quad (1.22)$$

где P_m — усредненное давление на забое скважины и в полостях трещины.

При $\bar{L} = 0$ (отсутствие трещины) формула (1.21) обращается в формулу Дюпюи ($P_m = P_c$) без учета величины скин - фактора (S)

$$Q_0 = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_m}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (1.23)$$

Отсюда при $\bar{L} \gg 1$ из формул (1.21) и (1.23) определяется технологический эффект ГРП как отношение

$$\frac{Q_m}{Q_0} = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) - \ln(0.5L)}. \quad (1.24)$$

Заметим, рассмотренная задача предполагает, что вертикальная трещина находится в цилиндрическом пласте радиуса $R_k > L$ пересекает ось скважины.

Считаем, что в работах [26] предлагается более обоснованный подход к определению технологической эффективности ГРП, основанный на промышленном опыте применения ГРП для интенсификации добычи нефти на месторождениях компании «Славнефть - Мегионнефтегаз». Установлено, что эффективность метода во многом определяется геологическим строением объекта, его энергетическим состоянием, и множеством факторов, главными из которых являются: протяженность полутрещины $L_{тр}$; коэффициент

проницаемости K пласта до проведения ГРП; дебит скважины по нефти q_H ; дебит скважины по жидкости $q_{ж}$; обводненность добываемой продукции v ; отношение геланта к активатору C_k . В результате обработки статистических промысловых данных, получены следующие уравнения регрессии, описывающие характер зависимости между приростом дебита скважин и указанными параметрами на различных объектах:

по объекту ЮВ₁

$$\Delta q_H = 3,2 - 0,341L_{mp} + 1,1K - 14,15q_H + 16,6q_{ж} + 0,342v + 10,72C_k + 0,002L_{mp}^2 - 0,0007K^2 + 1,4q_H^2 - 1,44q_{ж}^2 - 0,024v^2 + 0,1C_k^2; \quad (1.25)$$

по объекту АВ₁₋₃

$$\Delta q_H = 37,914 - 0,207L_{mp} - 0,065K - 19,36q_H - 14,95q_{ж} + 0,77v + 29C_k + 0,002L_{mp}^2 - 0,0005K^2 - 0,73q_H^2 + 0,39q_{ж}^2 - 0,008v^2 + 8,382C_k^2; \quad (1.26)$$

по объекту БВ

$$\Delta q_H = 50,5 - 0,137L_{mp} + 0,09K - 14,523q_H - 8,364q_{ж} + 0,742v - 14,595C_k + 0,00001L_{mp}^2 - 0,0005K^2 - 0,098q_H^2 + 0,157q_{ж}^2 - 0,0003v^2 + 8,542C_k^2; \quad (1.27)$$

В уравнениях (1.25)—(1.27) принимаются следующие размерности: $[L_{mp}] = \text{м}$; $[K] = \text{мДж}$; $[q_H] = \text{т/сут}$; $[q_{ж}] = \text{м}^3/\text{сут}$; $[v] = \%$; $[C_k] = \text{ед}$.

Для приближенных оценок эффективности технологии ГРП приведенные уравнения могут быть использованы, если геологопромысловые объекты других объектов близки к указанным.

Укажем еще на один подход к определению технологической эффективности ГРП. Супрунович и Батлер [27] рассматривают задачу оптимизации размеров площади дренирования (сетку скважин) в зависимости от площади и длины горизонтального ствола в следующей постановке. Предполагается псевдостационарный поток в двухмерной модели. Площадь нефтеносности пласта разбивается на ряд прямоугольников одинаковой формы, в центре которой симметрично сторон a и b располагается горизонтальная скважина или вертикальная трещина длиной L (рисунок 1.4).

Вследствие симметрии рассмотрение задачи ограничивается четвертью площади дренирования и отыскивается оптимальная сетка размещения дрены (оптимальное соотношение длины и ширины прямоугольной площади дренирования), позволяющая получать наибольший дебит скважины. При этом решается плоская задача притока к горизонтальной дрене, описываемого уравнением

$$\frac{\partial^2 \Delta P_c}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Delta P_c}{\partial y^2} = \frac{Q\mu}{khA}, \quad (1.28)$$

при граничных условиях, когда градиенты давления по нормали к сторонам прямоугольника равны нулю ($\frac{\partial P}{\partial x} = 0$ при $x = \pm a$ и $\frac{\partial P}{\partial y} = 0$ при $y = \pm b$), т. е. границы прямоугольника принимаются непроницаемыми.

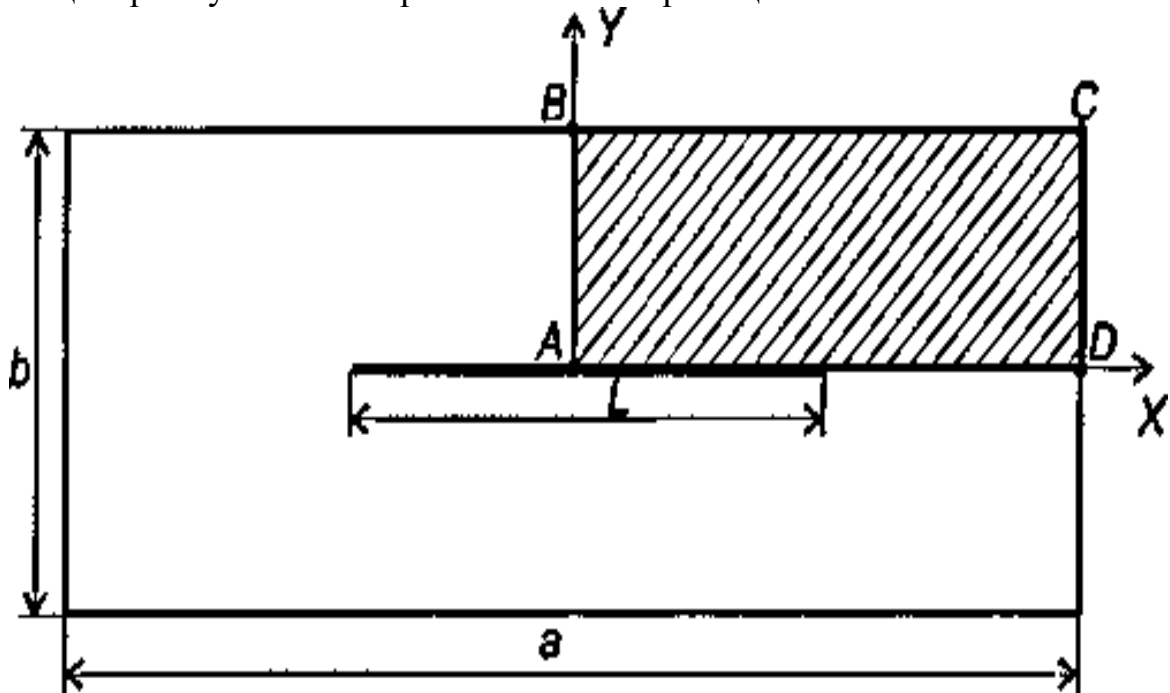


Рисунок 1.4 – Схема прямоугольной площади дренирования с центральным расположением дрены L

В уравнении (1.28) приняты следующие обозначения: Q — дебит скважины, μ — коэффициент вязкости, K — проницаемость пласта по горизонтали, $A = ab$ — площадь дренирования, $\Delta P_c = P_o - P_c$ — депрессия на пласт, P_o — пластовое давление, P_c — среднее давление на контуре скважины.

Поскольку ни на подошве, ни на кровле граничные условия не задаются, то авторы [28], строго говоря, решают плоскую задачу в режиме истощения залежи, принимая единичную толщину пласта ($h = 1$) в качестве вертикальной трещины, а в последствии при определении дебита трещины и горизонтальной скважины учитывают, как трещину пласта, так и конвергенцию вертикального потока.

Приводя уравнение (1.28) к безразмерному виду и заменяя его системой конечно-разностных уравнений с использованием пентадиагональной матрицы блока и способа решения, изложенного в книге А. Сеттери и К. Азиза [29], Р. Супрунович и Р. Батлер получили следующую приближенную формулу для расчета наибольшего дебита горизонтальной скважины и вертикальной трещины ГРП единичной высоты, соответствующего оптимальным размерам площади дренирования в форме прямоугольника

$$Q_r = \frac{Kh\Delta P_c}{\mu P_r^*}, \quad (1.29)$$

где P_r^* — безразмерный параметр, определяемый асимптотическим выражением

$$P_r^* = \frac{1}{12} \ln \left(1 + \frac{A}{L^2} \right) \text{ при } \frac{A}{L^2} \leq 35 \quad (1.30)$$

При заданных параметрах A и L оптимальные размеры прямоугольника определяются по формулам:

$$a = \sqrt{A + L^2}; b = \frac{A}{a} \quad (1.31)$$

$$n_{\text{эф2}} = \frac{Q_{\text{ГС}}}{Q_{\text{В}}} = \frac{P_{\text{В}}^*}{P_r^* + P_{\text{ВК}}^*} \quad (1.32)$$

Итак, в двухмерном пласте горизонтальная дрена (скважина) рассматривается как линия стока, а в трехмерном пространстве — как вертикальная трещина. При этом предполагается, что форма сетки размещения трещины остается той же самой.

В соответствии с формулой Дюпюи параметр P^* для вертикальной скважины через площадь дренирования A выразится следующей формулой

$$P_{\text{В}}^* = \frac{1}{4\pi} \ln \frac{A}{\pi r_c^2}, \quad (1.33)$$

а технологическая эффективность вертикальной трещины определится кратностью отношения

$$n_{\text{эф1}} = \frac{Q_{\text{Г}}}{Q_{\text{В}}} = \frac{P_{\text{В}}^*}{P_r^*}. \quad (1.34)$$

Приток к горизонтальной скважине в трехмерном пространстве подобен притоку к вертикальной трещине, но линии тока при этом должны конвергировать к поверхности скважины, вызывая дополнительное падение давления на преодоление фильтрационного сопротивления, как для вертикальной трещины. Чтобы избежать трудности при непосредственном решении этой задачи численным способом, авторы [30] использовали известную аппроксимацию, предложенную Мурзагалиев, Д.М. В соответствии с этим было найдено выражение для падения давления за счет вертикальной конвергенции

$$P_{\text{ВК}}^* = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \quad (1.35)$$

Теперь дебит горизонтальной скважины будет определяться формулой

$$Q_{rc} = \frac{Kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta P_c}{P_r^* + P_{\text{ВК}}^*} \quad (1.36)$$

Для однородно-анизотропного пласта в формулу (1.35) надо ввести коэффициент анизотропии α^* , т. е. вместо h принять:

$$h^* = \alpha^* h; \alpha^* = \sqrt{\frac{K}{K_z}}, \quad (1.37)$$

где K и K_z — соответственно проницаемость по горизонтали и вертикали пласта.

Эффективность вертикальной трещины по отношению к горизонтальной скважине выражается соотношением

$$n_{\text{эфз}} = \frac{Q_r}{Q_{\text{гс}}} = \frac{P_r^* + P_{\text{БК}}^*}{P_r^*}. \quad (1.38)$$

Краткие выводы по первому разделу

1. Основная проблема вовлечения запасов нефти в пластах Актюбинской области Темирского района - низкая продуктивность скважин, обусловленная невысокими фильтрационно-емкостными характеристиками пластов, сильной зональной и послойной неоднородностью геологического строения и наличием техногенной трещиноватости. Очагами техногенных деформаций в продуктивных пластах становятся естественные трещины различного генезиса в результате бурения, закачки воды, изменения пластового давления при отборе пластовых флюидов и проведения ГРП.

2. Анализ моделей образования вертикальной трещины показал, что трехмерная деформация отдельных и слоев породы происходит с учетом деформации массива пласта в целом. Аналитическое рассмотрение полностью трехмерной деформации и образования трещины при заранее неизвестной ее границе является нерешенной задачей.

3. Экспериментальными промысловыми отечественными исследованиями установлено, что величина объема трещин в призабойной зоне пласта, образующаяся в процессе нагнетания жидкости, зависит от объема естественной трещиноватости прискважинной зоны. При гидравлическом разрыве высокотрещиноватой зоны указанный объем является небольшим. При техногенной деформации зоны слабо развитой трещиноватости (низкой проницаемости) образуется система трещин, имеющая большой суммарный объем.

4. Опыт применения гидравлического разрыва пласта на месторождениях Кенкияк показывает, что при определенных условиях рост операций ГРП на части месторождений не сказывается на показателях среднего дебита нефти и может оказывать негативное влияние на нефтегазодобычу. Это определяет необходимость изучения особенностей строения их коллекторов, влияющих на эффективность технологических решений.

2 ВЫЯВЛЕНИЕ ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНКИЯК

В настоящей работе рассматриваются сложнопостроенные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами в которых распределение пластовых флюидов имеет отклонение, как правило, от принципов антиклинально - гравитационной концепции. Это обусловлено поровой многофазной гетерогенной системой продуктивных пластов и различными капиллярными эффектами, возникающими на границах раздела воды, нефти и газа. К этому виду можно отнести блоки трещиновато - порового коллектора со сверхкапиллярными трещинами. Вследствие его неоднородности при заводнении в гидрофильных породах в крупнопоровых фациях образуются целики капиллярно - удерживаемой нефти размерами до десятков метров. Скорость вытеснения нефти из блоков в гидрофильном коллекторе существенно меньше величины её поступления из трещин. Продуктивные пласты указанных месторождений Актюбинской области представлены полимиктовыми песчаниками мера гидрофильности, которых достаточно низкая. Причем, адсорбционные явления могут со временем привести к полной гидрофобизации изначально гидрофильного коллектора, например, песчаных пород Юрского возраста. В этой связи необходимо изучение особенностей месторождения Кенкияк определяющих процесс вытеснения из пласта одного флюида другими и интенсификации добычи нефти.

2.1 Литолого-минералогическая характеристика продуктивного этажа на месторождении Кенкияк

Литологические исследования проводились на представительном керновом материале, позволяющем выявить строение разрезов продуктивных частей горизонта от 160 до 4300 м. по скважинам, структурно - текстурные особенности всех типов пород, их минералогический состав, условия седиментогенеза и постседиментационных преобразований обломочных пород, предопределивших их емкостные и фильтрационные свойства. При составлении литологической характеристики пород были использованы соответствующие материалы по первичному описанию керна на скважинах.

Состав обломочного материала не выдержанный. В одних частях разреза он олигомиктовый, в других - полиминеральный. Основная часть его представлена кварцем и полевыми шпатами, содержание которых в среднем составляет более 80%. Обломки вулканических и кремнистых пород распространены преимущественно в песчаниках, значительно меньше в алевролитах. Спорадически встречаются кварц-хлоритовые и кварц-мусковитовые сланцы, а также кварцевые алевролиты. Слюда является второстепенным минералом. Представлена она чаще мусковитом, гораздо реже - хлоритом и разложенным биотитом. Количественные соотношения между породообразующими минералами изменяются по разрезу и площади.

Цементы в породах неоднородные по составу и структуре. Наиболее часто встречается глинистый цемент, реже карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. Первичный глинистый цемент очень тонкодисперсный, по структуре пленочный и поровый. Он обволакивает в виде тончайшей пленки обломочные зерна и выполняет межзерновое пространство. Обломочные породы с таким цементом среднесцементированные и являются основными коллекторами нефти. Содержание глинистого цемента в них колеблется в пределах 4-25 %. При увеличении его количества тип цемента становится базально-поровым и появляются глинистые слойки, а коллекторские свойства обломочных пород резко ухудшаются.

По составу глинистые цементы полиминеральные, преимущественно смешаннослойные ряда гидрослюда - монтмориллонит. В качестве примеси присутствуют аутигенные каолинит и хлорит. Глинистые цементы слабокарбонатные. Содержание сидерита и кальцита в них достигает 10 %, но в 74,4 случаях из ста оно не превышает 6 %. Глинистый цемент полностью или частично выполняет межзерновое пространство, а в некоторых породах он отсутствует. Свободные поры имеют треугольную форму размером 0,03-0,4 мм. Обычно они ограничены тремя зернами. Другие поры имеют неправильную форму и приурочены к первичному глинистому цементу. Образование их, вероятно, связано с каолинизацией последнего. Открытые поры встречаются в высокопористых песчаниках и алевролитах, глинистость которых не превышает 20%.

По глинистому цементу развиваются аутигенные каолинит, хлорит, сидерит, кальцит и пирит. Он замещается вторичным кварцем с образованием титанистых минералов: лейкоксена и сфена.

В карбонатно-глинистом цементе содержится 10-18 % сидерита и кальцита. Сидерит пелитоморфный глинистый, выполняет межзерновое пространство и образует желваки, которые концентрируются в изолированных слойках. Он частично перекристаллизован в мелкозернистый сидерит. Кальцит выполняет отдельные поры. Обломочные породы с карбонатно-глинистым цементом становятся крепкими, пористость их резко снижается, а проницаемость чаще увеличивается вследствие появления трещин.

Глинисто-карбонатный цемент состоит преимущественно из сидерита пелитоморфного, частично перекристаллизованного в мелкозернистый. Среди него в отдельных участках присутствует кальцит. Карбонатность таких пород составляет 26-40 %, глинистость 8-14 %. Это очень крепкосцементированные породы, слабо трещиноватые, секутся прожилками каолинита и относятся к неколлекторам.

Анализ количественных характеристик коллекторских свойств горизонта показывает, что пористость чаще всего (88,6 %) изменяется в пределах 8-20%, из них 39,2% приходится на пористость 14-18%. Резкое сокращение количества образцов с пористостью 20-24%, по-видимому, связано с плохим выносом зерна из таких коллекторов. Проницаемость в большинстве случаев (80 %) изменяется от 0,5 до $32 \cdot 10^{-3}$ мкм², из которых 30,7

% приходится на проницаемость $4-16 \cdot 10^{-3}$ мкм². Резкое снижение количества образцов с проницаемостью 32-128 мД также может быть объяснено плохим выносом керна из таких коллекторов.

Песчаники и алевролиты горизонтов неоднородные по проницаемости. Даже у неяснослоистых разностей проницаемость параллельно слоистости очень редко имеет почти такие же величины, как и проницаемость перпендикулярно к слоистости. Чаще величина первой превышает значение второй в 1,6-4,4 раза. Определение проницаемости параллельно слоистости и в двух направлениях (по простиранию и падению слоистости) показало, что во всех исследованных образцах керна из скважины № 146 одна величина больше другой в 1,02-3 раза. Приведенные данные свидетельствуют о неоднородности обломочных пород по фильтрационным свойствам в трех направлениях.

Неяснослоистые песчаники и алевролиты не имеют трещин, в то время, как яснослоистые алевролиты и очень редко песчаники почти всегда трещиноватые. Эти и другие дополнительные данные позволили выделить в разрезе горизонтов два типа коллекторов: поровый и порово-трещинный. Выяснилось также, что первые содержат светло- и темно-коричневую нефть, а вторые - бесцветную легкую нефть, приуроченную к плоскостям слоистости алевролитов. После извлечения керна из скважины, она быстро испаряется с его поверхности, а при раскалывании - со свежего излома. Наблюдения, выполненные при документации керна из скважины № 146 сразу же после его подъема, показали, что основная часть горизонта сложена тонкослоистыми алевролитами, насыщенными легкой нефтью. В описаниях керна, выполненных на других скважинах, нередко отмечается наличие запаха нефти в аналогичных алевролитах. Эти факты дают основание полагать, что легкая нефть присутствует в горизонте повсеместно и приурочена она к порово-трещинным коллекторам.

Поровые коллекторы залегают среди порово-трещинных и содержат более вязкую окрашенную в коричневые цвета нефть. Представлены они средне-сцементированными песчаниками и алевролитами, равномерно и интенсивно насыщенными нефтью. Цемент в них глинистый, содержание его изменяется в пределах 4-25 %. В нем присутствуют карбонаты в количестве 06%, очень редко до 10%. В породах с наиболее высокой пористостью (более 20%) присутствуют свободные поры. Коллекторские свойства определяются количеством глинистого и карбонатного цемента, а также интенсивностью окварцевания и пиритизации. В поровых коллекторах развит аутигенный каолинит. Пористость и проницаемость их изменяется в широких пределах. При увеличении карбонатности до 10 % значение первой снижается от 22,4 % до 13 %, а второй - от 106 до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². При глинистости более 25 % и карбонатности более 10 % пористость и проницаемость уменьшаются, появляются трещинки.

Порово-трещинные коллекторы представлены преимущественно тонкослоистыми алевролитами и очень редко песчаниками. Они характеризуются наличием тонких прослоев и линз углистых остатков,

глинистого и карбонатного материала, а также присутствием участков скопления по наслоению пирита и чешуек мусковита. Трещинки развиваются по этим линзам, слойкам или по контакту их с алевролитом.

Трещинки слабо извилистые, небольшой протяженности, затухающие, очень редко ветвящиеся, открытые или заполненные подробленной породой, располагаются кулисообразно параллельно или субпараллельно к слоистости, некоторые из них соединяются между собой короткими и более тонкими диагональными трещинками. В среднем на 1 см толщины кубика, на котором проводилось определение проницаемости, приходится от 0,3 до 1,3 трещин, очень редко до 2,8. Эти данные свидетельствуют о неравномерной трещиноватости алевролитов. Ширина трещин составляет сотые доли миллиметра.

По происхождению трещинки тектонические. Образовались они при разрушении обломочных пород путем отрыва. Считается, что трещины отрыва возникают на раннем этапе роста поднятий и на платформе густота их больше, чем трещин скола. Действительно, последние на Омбинском месторождении почти полностью отсутствуют. Лишь единичные трещинки заполнены аутигенным каолинитом, но, несмотря на это, по ним хорошо фильтруется жидкость. Остальные трещинки не содержат аутигенных минералов, что указывает на более позднее их формирование. Аутигенная минерализация придала обломочным породам жесткость и тем самым способствовала трещинообразованию.

Порово-трещинные коллекторы по количественному содержанию глинистого и карбонатного материала разделяются на две группы. Одна из них характеризуется высокой глинистостью (26,2-48,8%), но низкой карбонатностью (1,4—4,6 %), а другая - низкой глинистостью (4,6-20,5 %) и средней карбонатностью (10,8-18,4 %). Пористость их изменяется от 4,4 до 13,7 %, а проницаемость у первых $1,2-27,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², а у вторых - не более $6,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Такая низкая проницаемость для порово-трещинных коллекторов свидетельствует о плохой сообщаемости трещин. Емкостью в этих коллекторах являются в основном межзерновые поры, дополнительно - трещины, а путями фильтрации - трещины. При отсутствии последних фильтрация жидкости была бы затруднительной или невозможной.

Крепкосцементированные песчаники и алевролиты развиты широко на месторождении и залегают в кровле, подошве и среди пластов-коллекторов. Они образуют линзы и прослои от долей мм до нескольких метров. Иногда наблюдается переслаивание их с поровыми коллекторами. По простираанию крепкосцементированные обломочные породы переходят в среднесцементированные разности. В некоторых скважинах среди крепкосцементированных песчаников и алевролитов, не содержащих нефть, присутствуют прослои слабо нефтенасыщенных разностей толщиной 20-40 см. В скважине № 146 в описываемых породах встречены единичные трещинки, выполненные каолинитом и нефтью. Присутствие последней свидетельствует об её миграции после образования трещин.

Крепкосцементированные песчаники и алевролиты отличаются от среднесцементированных, являющихся поровыми коллекторами, только глинисто-карбонатным цементом. Глинистость их низкая (7,7-18,4 %), а карбонатность высокая (21,0-39,4 %). Средняя пористость их 5-6 %, проницаемость матрицы $0,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², а трещинная достигает $15,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эти породы относятся к неколлекторам и нефть они чаще не содержат.

В строении горизонта принимают участие аргиллиты. Они образуют слои от нескольких сантиметров до метров и разделяют нефтенасыщенные пласты.

В аргиллитах вдоль слоистости отмечаются открытые трещинки, которые увеличивают их проницаемость. Пористость их колеблется в пределах 4,8-8,6 %, проницаемость $0-0,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². Слабопроницаемые разности содержат редкие слойки алевролитов и тончайшие трещинки. Тонкое переслаивание аргиллитов и алевролитов имеет пористость 8,2-14,3 %, проницаемость $0,2-9,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Они также трещиноватые вдоль слоистости. Таким образом, аргиллиты являются ненадежным флюидоупором для пластовой нефти внутри горизонтов.

Сильно глинистые тонкослоистые алевролиты, являющиеся порово-трещинными коллекторами, при погружении на глубину более 2900 м подверглись интенсивному уплотнению, что способствовало снижению их пористости и проницаемости и подготовило благоприятные условия для трещинообразования. То же самое можно сказать и об аргиллитах, которые приобрели микросланцевую текстуру.

Существенное влияние на коллекторские свойства обломочных пород оказали аутигенные минералы, образование которых вызвано разложением захороненного в них рассеянного органического вещества (РОВ). Интенсивность процессов минералообразования зависит от количества и реакционной способности РОВ, а последняя - от степени его окисления в условиях седиментогенеза. Если во время седиментогенеза РОВ почти полностью окисляется, то его остается мало, он лишается реакционно-способных компонентов и становится инертным. Это является основной причиной некоторой подавленности процессов восстановления железа и почти полное отсутствие сидерита и пирита. В таких обломочных породах по первичному глинистому цементу развивается аутигенный железистый хлорит. В случае быстрого захоронения РОВ, как это было на Омбинском месторождении, оно подвергается слабому окислению в условиях седиментогенеза, поэтому в дальнейшем происходит бактериальное его разложение в осадке, которое сопровождается образованием таких аутигенных минералов, как кварц, каолинит, сидерит, кальцит, пирит.

В отдельных частях разреза горизонтов пелитоморфный сидерит образует в песчаниках и алевролитах вместе с глинистым материалом поровый и базальный цемент. Содержание его колеблется от 28,1 до 39,4 %, а глинистого материала - от 7,7 до 17,4%. Такие породы становятся крепкосцементированными, слабо трещиноватыми и относятся к

неколлекторам.

Кальцит появился позже сидерита и нередко встречается вместе с ним. Зерна его имеют неправильную форму разной величины. Он выполняет частично или полностью отдельные разобщенные наиболее крупные поры и соединяющие их каналы. Иногда он цементирует несколько рядом расположенных обломочных зерен. При высоком его содержании он образует в отдельных участках пойкилитовый цемент. Кальцит корродирует поверхность зерен кварца, полевого шпата, кремнистых и вулканических пород, поэтому контакты его с ними имеют зубчатую форму. Часто он развивается по плагиоклазу, вулканическим породам и замещает ранее образованный сидерит с выделением пирита. Распределение кальцита неравномерное и изменяется в очень широком диапазоне как по разрезу горизонта ЮС₂, так и по площади. В скважинах № 146 и 746 содержание его колеблется от 0 до 10 %.

Карбонатность по-разному влияет на коллекторские свойства обломочных пород. При содержании до 10 % сидерита и кальцита пористость и проницаемость пород изменяется слабо, а при 10-18 % - очень существенно. Обломочные породы, имеющие карбонатность 26-10 %, относятся к неколлекторам.

Каолинизация первичного глинистого цемента проявилась слабо. Аутигенный каолинит образует в порах крупные агрегаты чешуек. В крепкоцементированных песчаниках и алевролитах встречаются тонкие прожилки белого каолинита. При каолинизации первичного глинистого цемента высвобождается значительное количество кремнезема, который выносится из породы. Возможно, с этим процессом связано образование в глинистом цементе свободных пор неправильной формы. Каолинизация несколько улучшает коллекторские свойства обломочных пород.

Аутигенная минерализация способствовала уплотнению обломочных пород, утрате ими коллекторских свойств и в то же самое время создавала благоприятные условия для образования трещин.

2.2 Взаимосвязь фильтрационно - емкостных свойств пород месторождения Кенкияк.

В работах [31] формируется один из принципов разработки нефтяных месторождений о необходимости достоверного и представительного определения фазовых проницаемостей, коэффициентов вытеснения, капиллярных давлений, зависимости коэффициентов пористости и проницаемости. Рекомендуются различать упругие, упругопластические и пластические деформации, имеющие особенности воздействия на коллекторские свойства пласта. Однако в связи с непредставительностью кернового материала из трещиновато - пористых или чисто трещиноватых коллекторов, возникают сложности при адаптации модели пласта к фактическим данным эксплуатации скважин.

Количественные характеристики коллекторских свойств обломочных пород горизонта на месторождении Кенкияк изображены на гистограммах работы. Пористость изменяется в пределах от 3 до 20%, основная масса пород - от 9 до 20 % (рисунок 2.1 а). Проницаемость - от 0,025 до 63,1 мД, основная масса пород - от 0,25 до 63,1 мД (рисунок 2.1 б). Водоудерживающая способность имеет следующие пределы: 32-100%, для большей части пород - 32-64% (рисунок 2.2 а). Столь широкий диапазон этого параметра свидетельствует о резкой пространственной изменчивости смачиваемости пород, слагающих пласт, и о присутствии в его составе гидрофильных и гидрофобных разностей. Плотность пород исследуемого горизонта колеблется от 2 до 2,72 г/см³, чаще всего - от 2,12 до 2,44 г/см³. Карбонатность изменяется от 0 до 40%, более 60% образцов имеют карбонатность 4% (рисунок 2.2 б). Глинистость песчаников и алевролитов горизонта ЮС₂ изменяется в широких пределах: от 5 до 70%, основная масса пород имеет глинистость 10-25%.

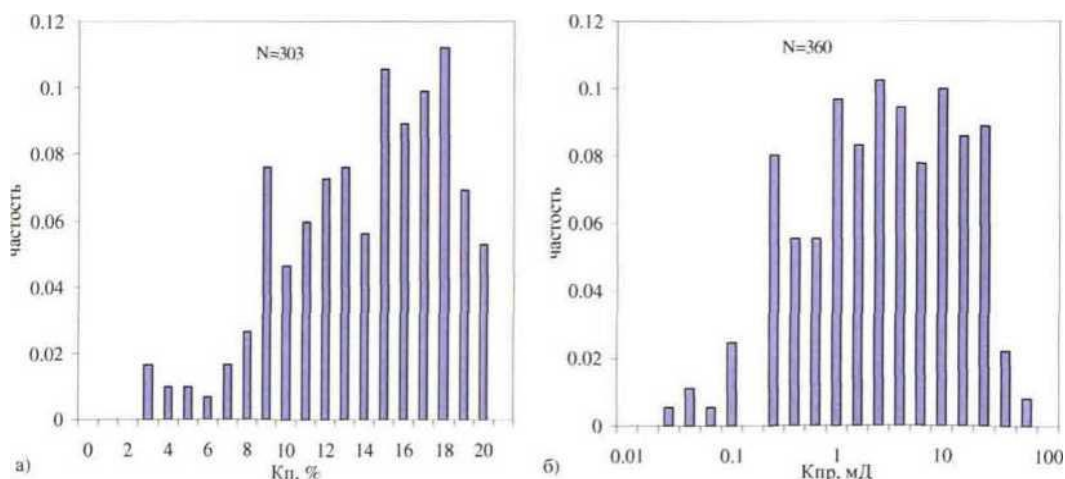


Рисунок 2.1 - Распределение коэффициента пористости (а) и коэффициента проницаемости (б) горных пород пласта месторождения Кенкияк

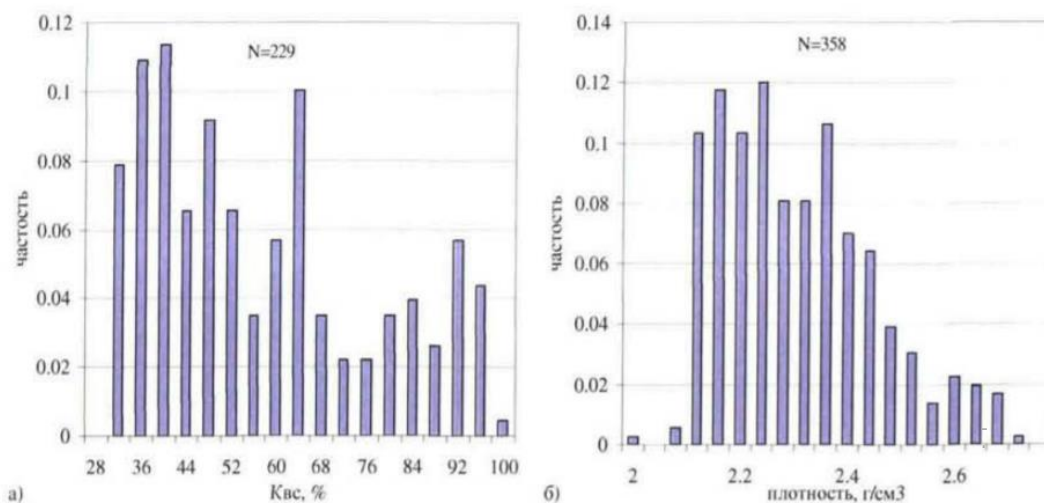


Рисунок 2.2 - Распределение коэффициента водоудерживающей способности (а) объемной плотности (б) горных пород пласта месторождения Кенкияк

Песчаники полимиктовые, плохо отсортированные, характеризуются высокой удельной поверхностью (300 см^{-1} и более), в цементе присутствует хлорит. Песчаники являются первично преимущественно гидрофильными. Однако степень их гидрофильности не высока, что прежде всего обусловлено сравнительно низким содержанием кварца (до 45 %). Высокая удельная поверхность и содержание в цементе хлорита делает песчаную породу весьма предрасположенной к гидрофобизации за счет адсорбции как растворенных в воде нафтеновых кислот, так и полярных компонентов нефти.

Косвенной характеристикой смачиваемости породы - коллектора может являться её водоудерживающая способность.

При исследовании песчаников и алевролитов продуктивного пласта ЮС₂ обнаруживается некоторая неравномерность характера их смачиваемости водой, указывающая на их частичную гидрофобность.

Взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств горных пород пласта месторождения Кенкияк приведены на рисунке 2.3 и рисунке 2.4, из которых следует, что при низких значениях коэффициентов пористости и проницаемости водоудерживающая способность имеет большой диапазон изменения.

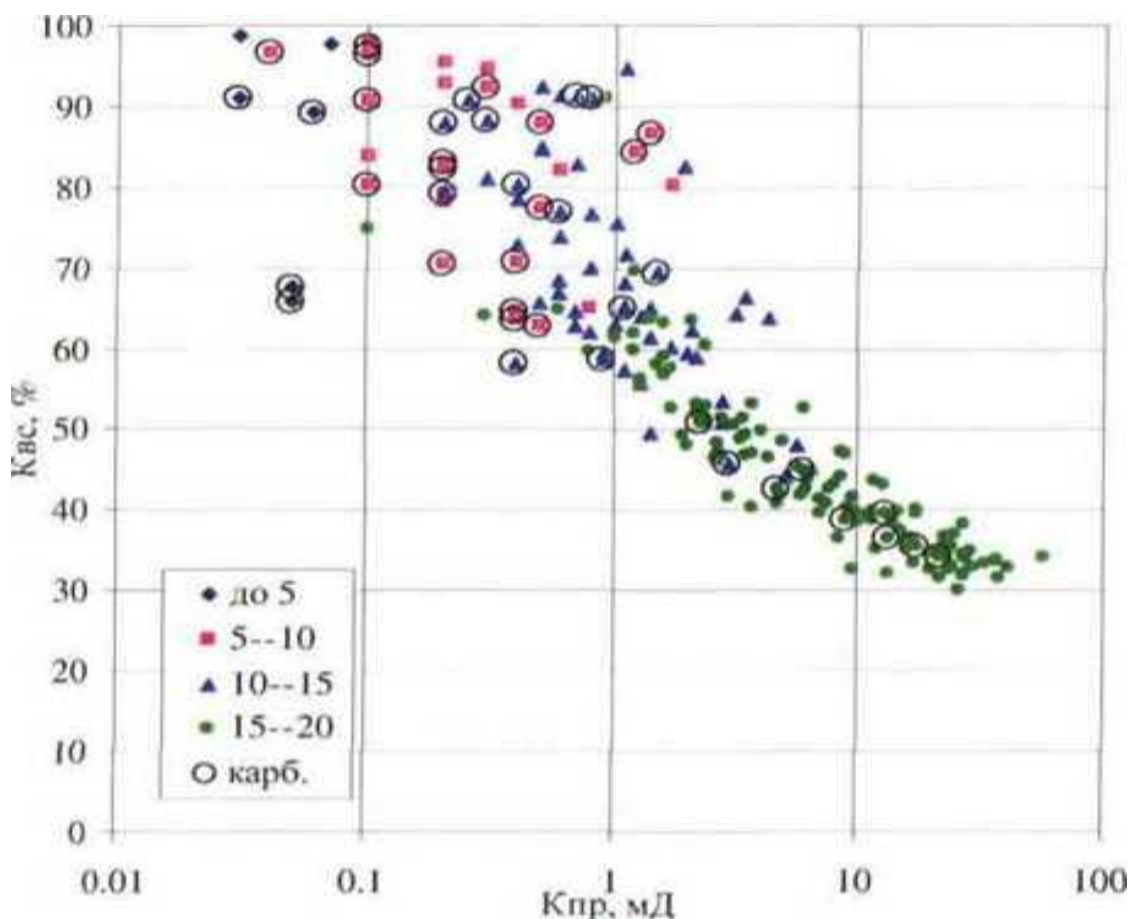


Рисунок 2.3 – Сопоставление коэффициента проницаемости с коэффициентом водоудерживающей способности горных пород пласта месторождения Кенкияк, шифр точек – коэффициент пористости

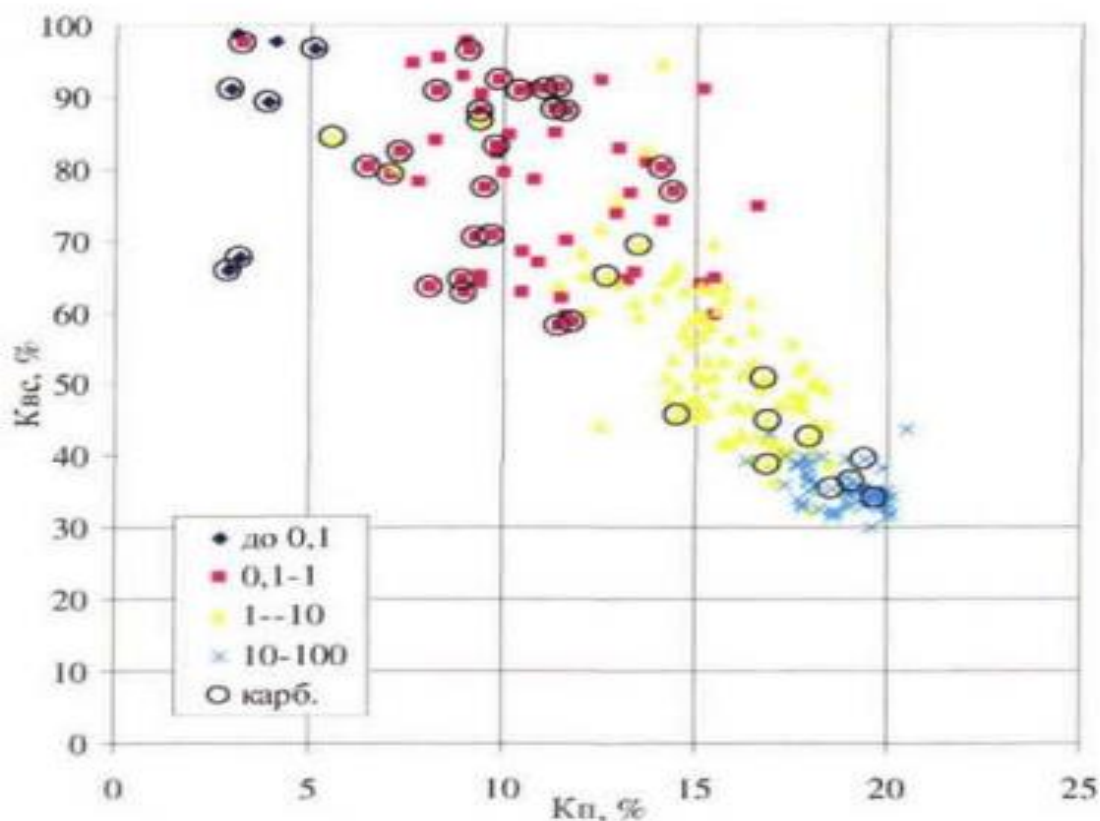


Рисунок 2.4 – Сопоставление коэффициента пористости с коэффициентом водоудерживающей способности горных пород пласта месторождения Кенкияк, шифр точек - коэффициент проницаемости

Выделение пластов-коллекторов по косвенным количественным критериям основано на предпосылке о том, что в исследуемом разрезе породы-коллекторы отличаются от пород-неколлекторов значениями фильтрационно-емкостных свойств, а, следовательно, и значениями геофизических характеристик, отражающих эти свойства. Граница между коллекторами и неколлекторами характеризуется нижними граничными значениями геофизических характеристик, отражающих пористость и глинистость.

На рисунке 2.5 приведены интегральные распределения интенсивности естественной гамма активности для коллекторов и неколлекторов нижней обычной (рисунок 2.5 а) и основной высокоомной (рисунок 2.5 б) частей разреза пласта.

Граничное значение интенсивности гамма-метода для верхней части разреза несколько выше, чем для нижней части, что связано с литологическим составом: верхняя часть представлена преимущественно алевритами, в то время как нижняя - песчаниками.

Использование комплекса методов ГИС при решении задачи выделения коллекторов снижает вероятность возникновения ошибок первого (неколлектор идентифицирован по геофизическому параметру, например, по $J_{ГК}$, как коллектор) и второго (коллектор идентифицирован по $J_{ГК}$ как

неколлектор) рода. Доказано, что комплексирование малоинформативных методов существенно снижает неоднозначность решения задачи. Сопоставления водородосодержания и показаний ГК для высокоомной и обычной частей разреза пласта с разделением горных пород на коллекторы и неколлекторы по прямым качественным признакам. Из сопоставлений видно, что комплексирование методов повышает достоверность выделения сложных коллекторов.

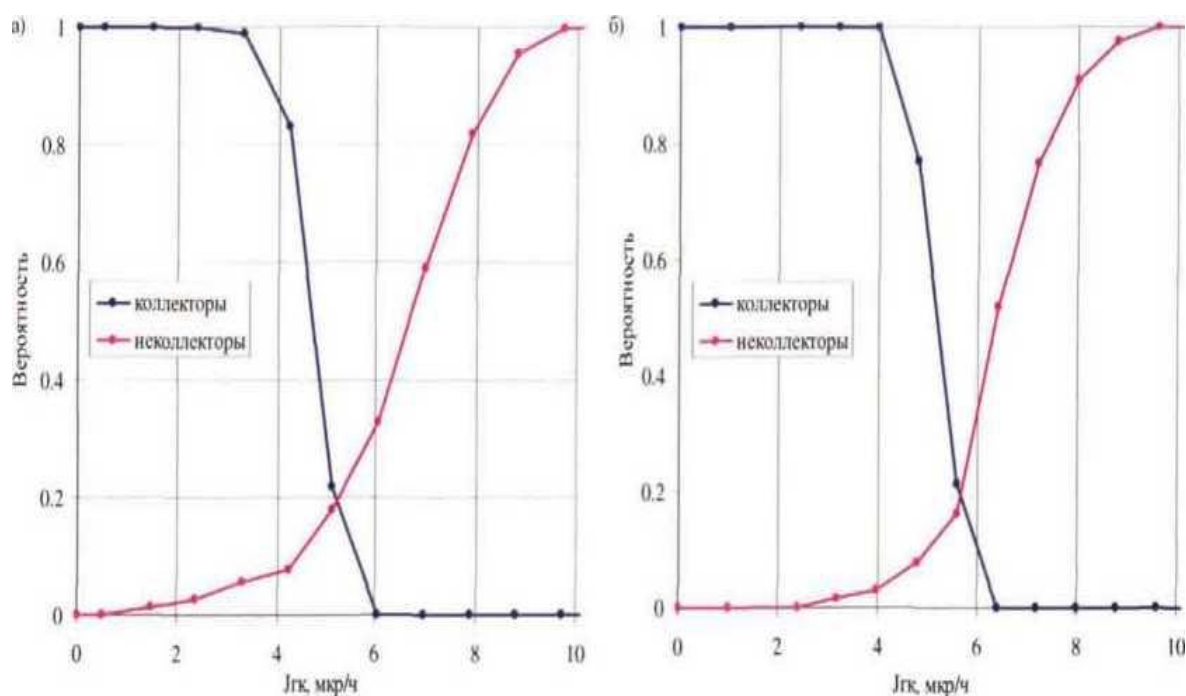


Рисунок 2.5 – Интегральные распределения интенсивности гамма-метода для коллекторов и неколлекторов нижней обычной (а) и верхней высокоомной (б) частей разреза пласта месторождения Кенкияк

Таким образом, выделение коллекторов в пластах месторождения Кенкияк производилось по прямым качественным признакам, а в скважинах, в которых прямые качественные признаки коллектора отсутствовали, выделение коллекторов осуществлялось по взаимосвязанным косвенным количественным геофизическим критериям – $W_{гр}$ и $J_{гк гр}$.

Нами изучены различные методы воздействия на пласт:

- вытеснение пластовой воды
- довытеснение остаточной нефти растворами ПАВ и щелочи;
- вытеснение нефти водой при повышенных градиентах давления (изменение скорости фильтрации);
- вытеснение нефти водогазовой смесью с использованием сухого и жирного газа до заводнения и после заводнения.

В качестве вытесняющих агентов использовали:

- модель пластовой воды ($NaCl$ - 15,4 г/л; $CaCl_2$ - 1,0 г/л;

гидрокарбонаты - 1,0 г/л);

- ПАВ (0,1 % раствор АФ9-12);
- 0,1 % раствор NaOH;
- сухой газ (C_1 - 93,1%, C_2 - 2,9%, CO_2 - 3,7%, C_3 - 0,08%, C_4 - 0,22%;

относительная плотность по воздуху - 0,606);

- жирный (попутный нефтяной) газ (C_1 - 65,7%, C_2 - 2,6%, CO_2 - 2,31%, C_3 - 18,6%, C_4 - 9,5%, C_5 - 0,23%, C_6 - 0,05%; относительная плотность по воздуху - 0,919).

Применение в качестве вытесняющего агента щелочи и ПАВ приведет к незначительному увеличению коэффициента вытеснения: 0,425 и 0,475, соответственно. Исследования по вытеснению нефти водогазовой смесью различного состава также показали более высокую эффективность по сравнению с заводнением: коэффициент вытеснения для сухого газа - 0,76 и 0,758, для жирного - 0,93 и 0,937 на поздней и ранней стадиях разработки соответственно. Коэффициенты, полученные при реализации методики на разных этапах разработки, отличаются несущественно, однако применение данного воздействия на ранней стадии сокращает сроки разработки практически в 2 раза.

Таким образом, если матрица коллектора содержит крупнопоровые породы с высокой степенью гидрофильности (высокая водоудерживающая способность породы), то в пределах этой части месторождения Кенкияк достаточно эффективно будет применение заводнения. Однако, на участках с минимальными значениями капиллярных давлений могут остаться большие объемы нефти. Для избежания таких последствий рекомендуется очаговое воздействие.

На участках месторождения Кенкияк с низкопроницаемыми породами коллектора с преобладанием гидрофобных разностей (низкая водоудерживающая способность породы) по данным исследований нефтеотдача при вытеснении нефти водой в этих условиях не превышает 5%. На основании результатов работ [32] применительно к полимиктовым коллекторам рекомендуется водогазовое воздействие.

2.3. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин

В фундаментальной работе [33], посвященной методам разработки на базе моделей порово-трещиноватых пластов указывается, что наиболее приемлемой является модель Полларда, в которой изменение давления в переходном периоде рассматривается как результат взаимодействия трех областей, которые развиты в пористо-трещиноватом пласте. Первую область образует система трещин вокруг скважины, вторую - трещинная система вдали от скважины и третью - матрица, которая питает трещины. Изменение давления в скважине представляют в виде многочлена, состоящего из членов с временной экспонентой:

$$\Delta P(t) = P_{\text{пл}} - P_c(t) = C_p e^{-i_1 t} + D_p e^{-i_2 t} (P_{\text{пл}} - P_c - C_p - D_p) e^{-i_3 t} \quad (2.1)$$

где $C_p e^{-i_1 t}$ - разность между установившимся пластовым давлением и давлением в трещинах, то есть потери давления, обусловленные перетоком жидкости из блоков в трещины; $D_p e^{-i_2 t}$ - потери давления при фильтрации жидкости в трещинах вдали от скважины; $(P_{\text{пл}} - P_c - C_p - D_p) e^{-i_3 t}$ - потери давления при фильтрации жидкости в призабойной зоне.

Сущность обработки кривых восстановления давления (КВД) по методике Полларда заключается в анализе процесса восстановления давления в скважине посредством построения и обработки основной и разностной кривых, характеризующих процесс фильтрации в системе «призабойная зона - трещины - поры».

Основная кривая восстановления давления строится в координатах $\ln \Delta P(t) - t$. Разностная кривая строится в той же системе координат, при этом логарифмы ординат точек, соответствующих текущему моменту восстановления давления, определяются по разности ординат криволинейного участка основной кривой в данной точке и проекции этой точки на прямую, являющуюся продолжением прямолинейного участка основной кривой к оси ординат

По значениям величин логарифмов перепада давления, рассчитываемых как $\ln \Delta P(t) - t = \ln [P_{\text{конечн}} - P_c(t)]$, строится основная кривая. Экстраполируя прямолинейный участок основной кривой до оси ординат, находят на этой линии значения логарифмов перепада давления, соответствующие временам основной кривой.

По разности абсолютных значений давлений на основной кривой и экстраполированной прямой определяют значения логарифмов перепада давления, по которым в тех же координатах строится разностная кривая.

Значения членов уравнения определяются из графиков:

$\ln C_p$ - значение ординаты, отсекаемой следом прямолинейного участка основной кривой;

$\ln D_p$ - значение ординаты, отсекаемой следом прямолинейного участка разностной кривой;

i_1, i_2 - уклоны прямолинейных участков основной и разностных кривых;

i_3 - аналитически, из основного уравнения.

Модель Полларда сводит задачу к простому процессу расширения к жидкости, однако в некоторых случаях дает приемлемые результаты и позволяет рассчитать ряд параметров трещиновато-пористого коллектора.

$$\text{Объем матрицы} - V_m = \frac{Qb}{C_p \beta_m i_1} \quad (2.2)$$

где β_m - сжимаемость матрицы.

$$\text{Объем трещин} - V_{tp} = \frac{Qb}{(C_p + D_p) \beta_m i_2} \quad (2.3)$$

где β_m - сжимаемость трещин.

$$\text{Пористость матрицы } -m_M = \frac{V_M}{V_{\text{общ}}} m_M = \frac{V_M}{V_M + V_{mp}} m \quad (2.4)$$

$$\text{Пористость трещин } -m_M = \frac{V_{mp}}{V_{\text{общ}}} m_M = \frac{V_{mp}}{V_M + V_{mp}} m \quad (2.5)$$

$$\text{Проницаемость трещин } -k_{mp} = \frac{V\mu_n}{hm_{mp}} \quad (2.6)$$

где K - коэффициент продуктивности, μ - вязкость нефти, h -продуктивная мощность пласта.

$$\text{Размер блоков } L = \sqrt{\frac{k_{mp}}{1.04m_{mp}^3}} \quad (2.7)$$

На рисунке 2.6 представлены КВД исследуемой скважины, обработанной методом Полларда. На кривых прослеживаются два прямолинейных участка, характерных для пласта с двойной средой.

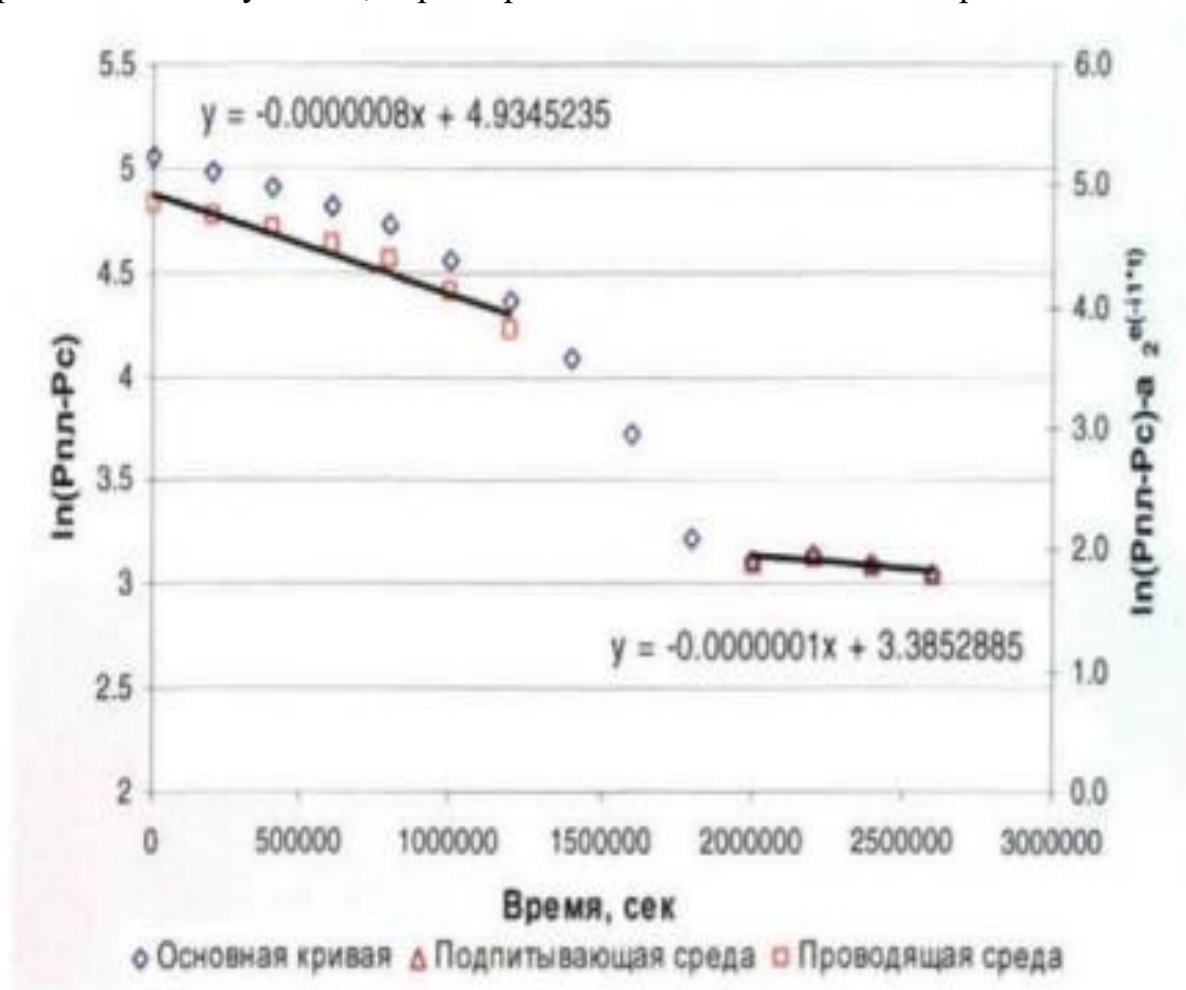


Рисунок 2.6 – Кривая восстановления давления по скважине 1

Среди полученных данных обращает на себя внимание чрезвычайно низкое отношение объема трещин к объему матрицы, составляющее сотые доли процента. Наличие мелких трещин в пласте подтверждается исследованиями кернового материала с карбонатно-глинистым цементом.

Схожие значения проницаемости, полученные при разных методах исследования, позволяют с уверенностью судить о достоверности их определения.

Повышение продуктивности скважин возможно за счет увеличения объема трещин формированием их за счет управляемого гидравлического разрыва блоков поро - трещинного коллектора. Иначе, при заводнении остающаяся на этих участках значительная часть нефти месторождения Кенкияк будет безвозвратно потеряна.

Краткие выводы по второму разделу

1. Литологическими исследованиями представленного кернового материала, выявлено строение продуктивных частей месторождения Кенкияк, структурно - текстурные особенности слагающих их пород, условия седиментогенеза постседиментационных преобразования обломочных пород, предопределивших их емкостные и фильтрационные свойства. Эти данные позволили два типа коллекторов: поровый и порово - трещинный, которые присутствуют повсеместно. Поровые коллекторы залегают среди порово - трещинных.

2. На начальном этапе разработки поровые коллекторы представлены средне сцементированными песчаниками и алевролитами, равномерно насыщенных нефтью. Цемент в них глинистый, развит аутигенный каолинит. При увеличении глинистости более 25% и карбонатности более 10% пористость снижается до 13% и проницаемость до $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

3. На начальном этапе разработки порово-трещинные коллекторы представлены преимущественно тонкослоистыми алевролитами. Характеризуются наличием глинистого и карбонатного материал. Трещины слабоизвилистые, небольшой протяженности, шириной в сотые доли миллиметра. Пористость изменяется от 4,4 до 13,7%, а проницаемость от $1,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $27,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Низкая проницаемость свидетельствует о плохой сообщаемости трещин.

4. При низких значениях коэффициентов пористости и проницаемости широкий диапазон водоудерживающей способности обломочных пород от 32 до 100% свидетельствует о резкой пространственной изменчивости смачиваемости и присутствии в составе продуктивного пласта месторождения Кенкияк гидрофильных и гидрофобных разностей.

5. В результате интерпретации ГДИ по методу Полларда установлено, что отношение объема трещин к объему матрицы двойной среды составляет в среднем 0,02% (от 0,009 до 0,049%). Необходимо увеличение объема трещин в блоках порового коллектора, иначе при заводнении значительная часть месторождения Кенкияк будет безвозвратно утеряна.

3. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ

3.1. Выявление особенностей механизма выработки запасов нефти по месторождению Кенкияк

Сложность строения залежей углеводородов в Актюбинской области возрастает по мере их разбуривания и разработки в связи с техногенными геодинамическими процессами. Повышается значимость обоснования рациональных технологических решений, т.к., например, в случае низкопроницаемых коллекторов принципиально важными становятся начальные дебиты скважин, ибо они определяют сроки окупаемости затрат недр пользователя. Поэтому данной стороне проблемы уделяется внимание в этом разделе работы.

Как известно, падение дебита по нефти может происходить как при разработке на истощение, так и с поддержанием пластового давления путем закачки воды. В последнем случае дебит по жидкости может даже возрасти, но дебит по нефти обязательно будет снижаться с увеличением промывки пласта и, как полагают большинство исследователей, снижаться по экспоненциальному закону. Теоретически она была обоснована С.Л. Лейбензоном и была рекомендована В.Д. Лысенко [34] для прогноза показателей разработки мелких месторождений. Эта зависимость записывается в виде:

$$\frac{Q_n}{Q_p} = 1 - \exp\left(-\frac{Q}{Q_p}\right), \quad (3.1)$$

где Q_n , Q - соответственно, накопленная добыча нефти и жидкости, Q_p - начальные дренируемые запасы, которые можно получить делением геологических запасов на коэффициенты вытеснения и охвата разработкой.

Подобные зависимости, позволяющие прогнозировать выработку запасов в ходе промывки пласта, получили название характеристик вытеснения и используются, как правило, для решения обратных задач, то есть для оценки величины дренируемых запасов. Выражение (3.1) даст значение максимальной предельной величины дренируемых запасов, так как получено для условий однородного пласта. Существует достаточно большой спектр характеристик вытеснения, способных наиболее точно описывать различные частные случаи, зачастую они имеют асимптотический характер при больших объемах промывки пласта и обводненности продукции, что ограничивает область их применения. При этом отсутствуют критерии, определяющие область применения той или иной зависимости, что приводит к необходимости последовательного перебора частных случаев, который заканчивается осреднением полученных результатов.

Наряду с неоднозначностью выбора характеристики вытеснения эксперт сталкивается с проблемой «зашумления» кривой выработки запасов накладывающимися друг на друга эффектами от различного рода

мероприятий. Основными из них являются: ввод и выбытие добывающих скважин, число которых $N(t)$; мероприятия по интенсификации добычи нефти, оптимизации технологических режимов работы скважин и других ГТМ, влияющих на годовые отборы нефти $q^H(t)$ и жидкости $q(t)$. Для проведения анализа выработки запасов предлагается воспользоваться динамикой показателей осредненной скважины, а именно – использовать среднюю добычу нефти $q_i^H = \frac{q^H}{N(t)}$ и жидкости $q_i(t) = \frac{q(t)}{N(t)}$ на действующую скважину и, тем самым, снизить влияние динамики фонда на характер выработки запасов.

С целью минимизации фактора наложения друг на друга эффектов от проводимых геолого-технических мероприятий по оптимизации режима работы скважины и интенсификации отборов предлагается преобразовать дебит жидкости в постоянную величину посредством введения приведенного времени $\tau = \frac{Q_i(t)}{q_i(0)}$ которое будет избирательно масштабировать шкалу времени.

Приведенное время представляет собой отношение накопленной добычи жидкости $Q_i(t) = \int_0^t q_i(t) dt$ к отбору жидкости в начальный момент времени $q_i(0) = \frac{q(0)}{N(0)}$. Так, при увеличении дебита жидкости относительно начального приведенное время будет больше реального и наоборот (рисунок 3.1).

Таким образом, остается выразить дебит нефти относительно приведенного времени $-q_i^n(\tau) = \frac{dQ_i^n}{d\tau}$. Полученные дебиты нефти и жидкости будут отражать эффективность ГТМ.

В дальнейшем индекс i , поясняющий, что речь идет о показателях средней скважины, будем опускать.

Для сравнительного анализа выработки запасов нефти по пластам со схожими геолого-физическими свойствами предлагается унифицировать кривые падения дебита нефти, представив их в безразмерном виде от кратности промывки запасов $\frac{q_n(\tau)}{q(0)} = F\left(\frac{Q(\tau)}{Q_p}\right)$. Очевидно, что кратность промывки запасов позволяет судить о степени вытеснения нефти из пласта. На рисунке 3.1 приведен пример унификации кривой падения дебита нефти по пласту БС₁₀. Пунктирной линией обозначен общий характер поведения дебита осредненной скважины, первый прямолинейный участок соответствует безводному периоду эксплуатации, который сменяется падением. Участок монотонного убывания дебита нефти осложнен отдельными «всплесками», вызванными технологическими мероприятиями, которые свидетельствуют об их эффективности.

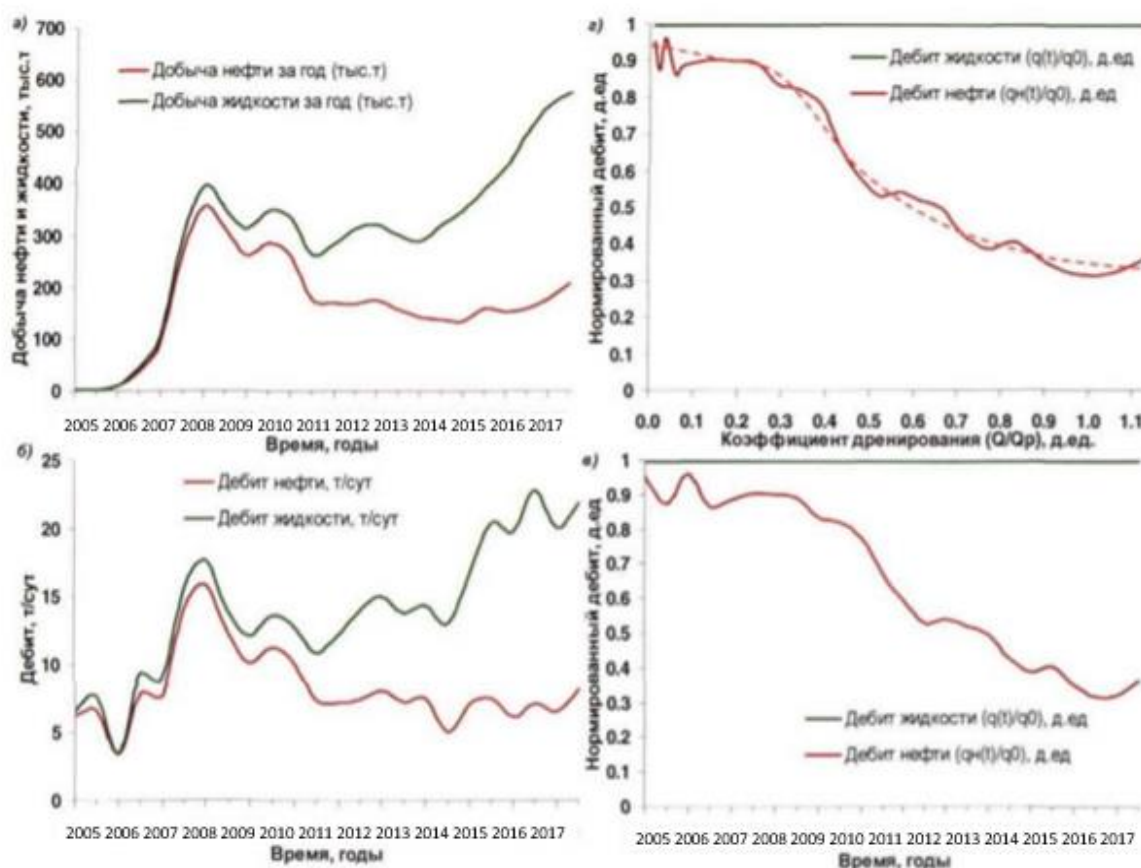


Рисунок 3.1 – Прием унификации кривой падения дебита нефти на примере объекта месторождения Кенкияк

Анализ основных объектов разработки, находящихся длительное время в эксплуатации, при использовании предлагаемых приемов позволил установить характер выработки запасов по четырем группам пластов Кенкиякского свода: АС₈₋₉, АС₁₀₋₁₂, БС₁₋₄, БС₁₀₋₁₂. На рисунке 3.2 представлены унифицированные кривые падения дебита нефти осредненной скважины от кратности промывки дренируемых запасов. Для прогнозирования изменения безразмерного дебита нефти использовалась предложенная ранее зависимость Медведского Р.И. («АЛГОМЕС-1»), имеющая следующий вид:

$$\frac{q_n(\tau)}{q(0)} = \left(1 + \frac{Q(\tau)}{nQ_p}\right)^{-(n+1)} \quad (3.2)$$

Ее интегральный вид:

$$\frac{Q_n}{Q_p} = 1 - \left(1 + \frac{Q(\tau)}{nQ_p}\right)^{-(n+1)} \quad (3.3)$$

где n - параметр, определяемый статистической обработкой фактических данных за предшествующий период разработки, характеризует геологическую неоднородность, режим работы залежи и интенсивность воздействия на нее.

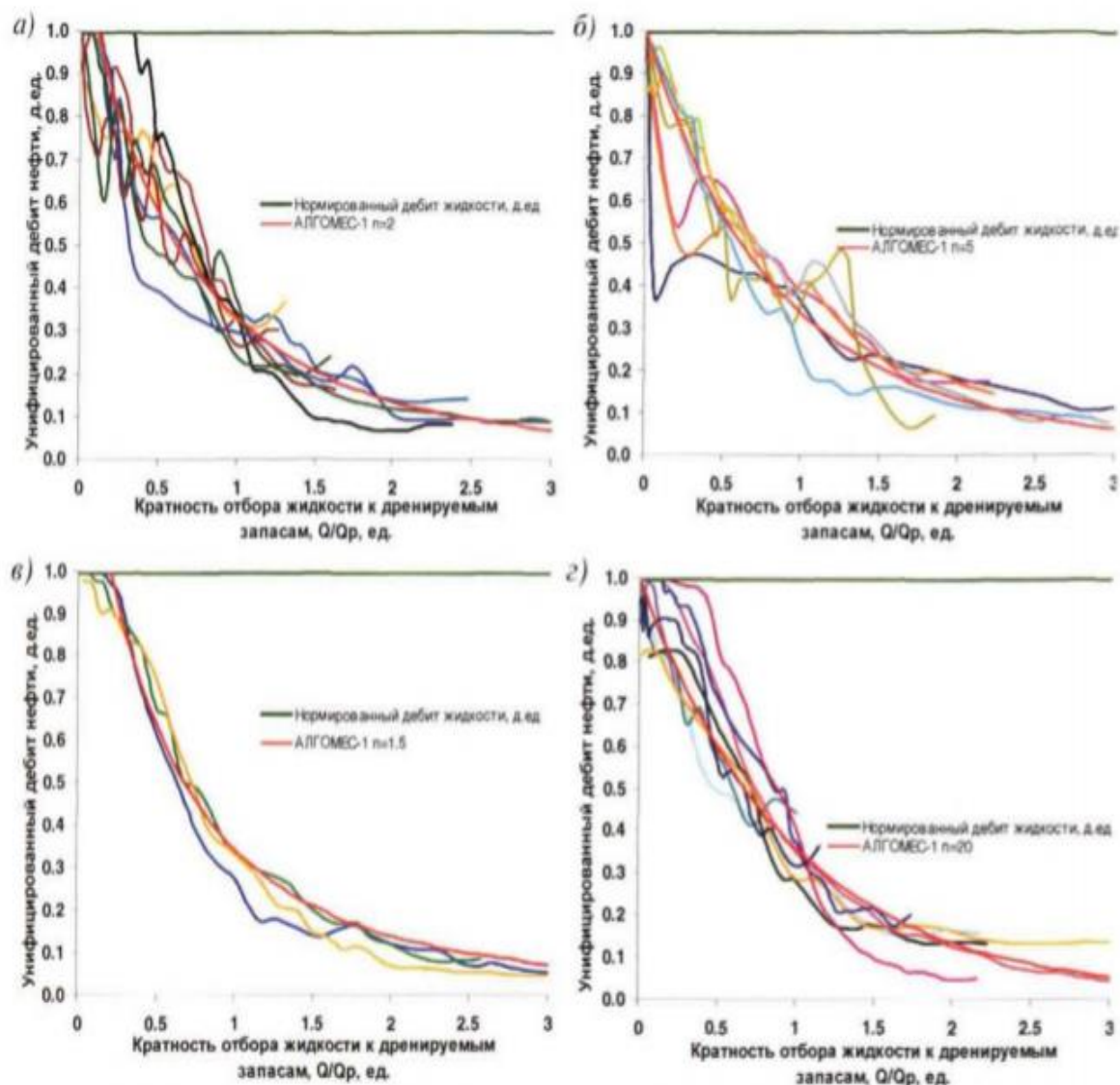


Рисунок 3.2 – Сопоставление характера выработки запасов по пластам
а)АС₈₋₉; б)АС₁₀₋₁₁; в) БС₁₋₂; г)БС₁₀₋₁₂

Поведение унифицированных кривых падения дебита позволяет установить характер выработки запасов и оценить степень фильтрационной неоднородности. Проявление описанных физических процессов в пласте приводит к несогласованности отборов нефти и жидкости и характеризуется быстрым снижением добычи нефти с последующей стабилизацией на низком уровне, что и наблюдается по ряду рассмотренных объектов.

Следует обратить внимание на то, что зависимость при больших значениях промывки пласта по отдельным объектам не может описать » стабилизацию дебита. Вероятно, подобный характер выработки запасов свидетельствует о наличии в пласте высокой фильтрационной неоднородности.

Медведским Р.П. и Севастьяновым А.А. предлагается модификация математической модели, предназначенной для прогнозирования выработки запасов нефти из пластов с двойной средой. Модификация имеет следующий

вид:

(3.4)

$$\frac{Q_n}{Q_p} = 1 - Q_1 \exp\left(-\alpha \frac{Q}{Q_p Q_1}\right) - (1 - Q_1) \exp\left(-\beta \frac{Q}{Q_p (1 - Q_1)}\right)$$

где Q_n и Q - соответственно, накопленная добыча нефти и жидкости;

Q_p - начальные дренируемые запасы пласта;

α, β - постоянные коэффициенты, характеризующие интенсивность выработки запасов из сред от промывки пласта;

$Q_1, 1 - Q_1$ - доля запасов нефти, приходящаяся на проводящую и подпитывающую среду, соответственно.

Выражение (3.4) является функциональной зависимостью между безразмерными комплексами - выработкой дренируемых запасов нефти, с одной стороны, и промывкой проводящей и подпитывающей сред, - с другой.

При использовании зависимости (3.4) для анализа выработки запасов необходимо определить параметры Q_p, Q_1, α, β таким образом, чтобы функция имела минимальное квадратичное отклонение от фактической динамики выработки запасов. Для нахождения минимума применяется метод наискорейшего спуска с использованием стандартных программ. Решение данной задачи не составляет большого труда, однако четыре степени свободы затрудняют выбор адекватного математического решения, описывающего физические процессы, протекающие в пласте. Несмотря на это, выбрать правильное решение возможно при соблюдении ряда критериев, которые представляются вполне логичными. Первый из них - отношение объемов запасов проводящей и подпитывающей сред - может быть различным, но в сумме их доля в пласте не должна превышать единицы. Второй - сумма коэффициентов α, β , характеризующих эффективность промывки двух сред или коэффициент полезного действия от отбора жидкости, также не должен быть больше единицы, но возможны случаи, когда эта величина будет немного больше единицы, что связано с увеличением интенсивности перетоков нефти при ограничении закачки воды. Третий критерий - коэффициент выработки дренируемых запасов при достижении обводненности 98% (коэффициент заводнения) - должен стремиться к единице и быть не ниже 0.9 д.ед, так как его низкое значение будет свидетельствовать о завышенной величине дренируемых запасов.

Представленная динамика основных показателей разработки по объекту БСю (рисунок 3.3) позволяет объяснить отклонения фактического дебита в безразмерных координатах от модельной кривой.

Так, на начальном этапе формирования системы воздействия отмечаются высокие объемы закачки воды, значительно превышающие отборы жидкости, что положительно сказывается на отборах нефти (рисунок 3.3 – светлая штриховка). При достижении выработки дренируемых запасов

0.55 д.ед. положительный эффект от закачки воды сменяется отрицательным (на рисунке 3.3 - темная штриховка). Если предположить, что в первую очередь вырабатываются запасы высокопроницаемой среды, то на момент смены эффекта коэффициент охвата по ней составил 0.7 д.ед., после чего закачка воды стала неэффективной. Далее объемы закачки воды ограничивают практически до отборов жидкости, что приводит к приросту дебита нефти и его стабилизации. Подобная ситуация отмечена на объектах группы месторождения Кенкияк и других.

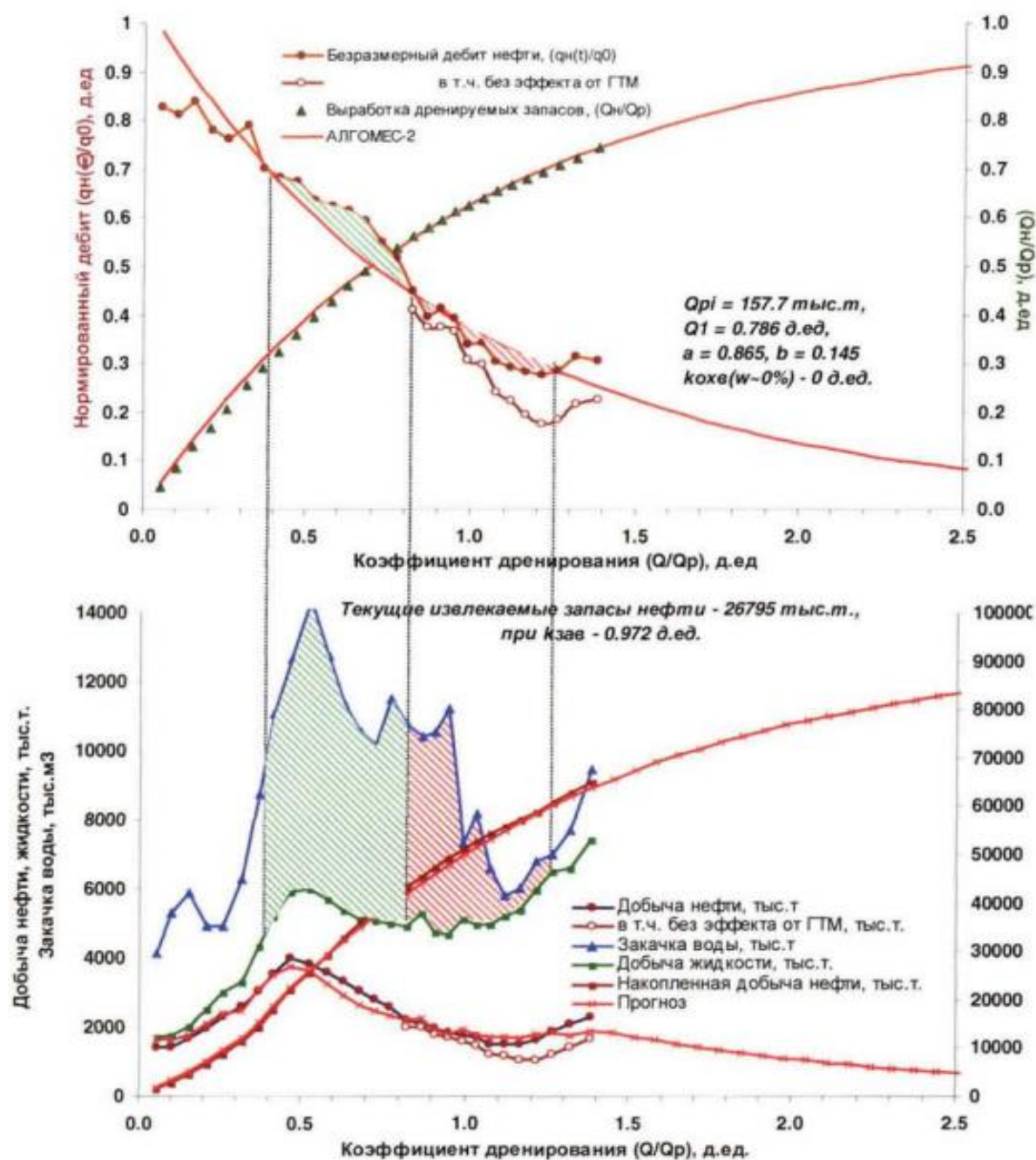


Рисунок 3.3 – Влияние согласованности отборов и закачки на эффективность разработки

Принципиальное значение на эффективность интенсификации отборов нефти путем закачки воды оказывает доля высокопроводящей среды, на начальном этапе освоения объекта для ее оценки можно использовать кумулятивные распределения проницаемости.

Таким образом, нормирование дебита нефти относительно начального отбора жидкости в масштабе «приведенного времени» позволяет унифицировать поведение кривых падения дебита осредненной скважины, на основании чего установить характер выработки запасов и оценить степень фильтрационной неоднородности.

Оценка согласованности отборов нефти и жидкости позволяет обосновать граничные объемы эффективной закачки воды в пласт и выделить эффект от проводимых на объекте геолого-технических мероприятий, а также сказать, является ли данное мероприятие методом увеличения нефтеотдачи пласта.

Результаты анализа выработки запасов по объектам длительно разрабатываемых месторождений Актюбинского свода показали, что коэффициент извлечения нефти в значительной степени зависит от доли запасов в высокопроницаемой среде, объем которой может быть увеличен за счет ГРП.

Повышение эффективности эксплуатации зонально-неоднородных пластов возможно бурением боковых и горизонтальных стволов. Для слоистых пластов с вертикальной гидродинамической связанностью и порово-трещиноватых пластов рекомендуется проведение гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи, а именно, циклическое воздействие, смена фильтрационных потоков, метод глубоких депрессий, ограничение закачки воды.

3.2. Анализ результатов эксплуатации скважин в зоне каналов низкого фильтрационного сопротивления

Одним из основных показателей, наиболее часто применяемым для оценки эффективности применения технологий интенсификации притока, является кратность увеличения дебита жидкости и нефти в результате проведения работ. Но вследствие периодической (циклический режим - накопление/отработка) эксплуатации большинства скважин проследить за изменением дебита после операции ГРП не представляется возможным (рисунок 3.4), поэтому продолжительность эффекта и дополнительную добычу нефти предложено определять по выработке остаточных запасов нефти, в полулогарифмических координатах, где угол наклона характеризует темп отбора дренируемых запасов нефти. По изменению угла наклона определяем повышение или снижение темпа выработки дренируемых запасов нефти, что позволяет судить об эффективности проведенного мероприятия (рисунок 3.5), где Q_p - дренируемые потенциально извлекаемые запасы, Q_H - накопленная добыча нефти.

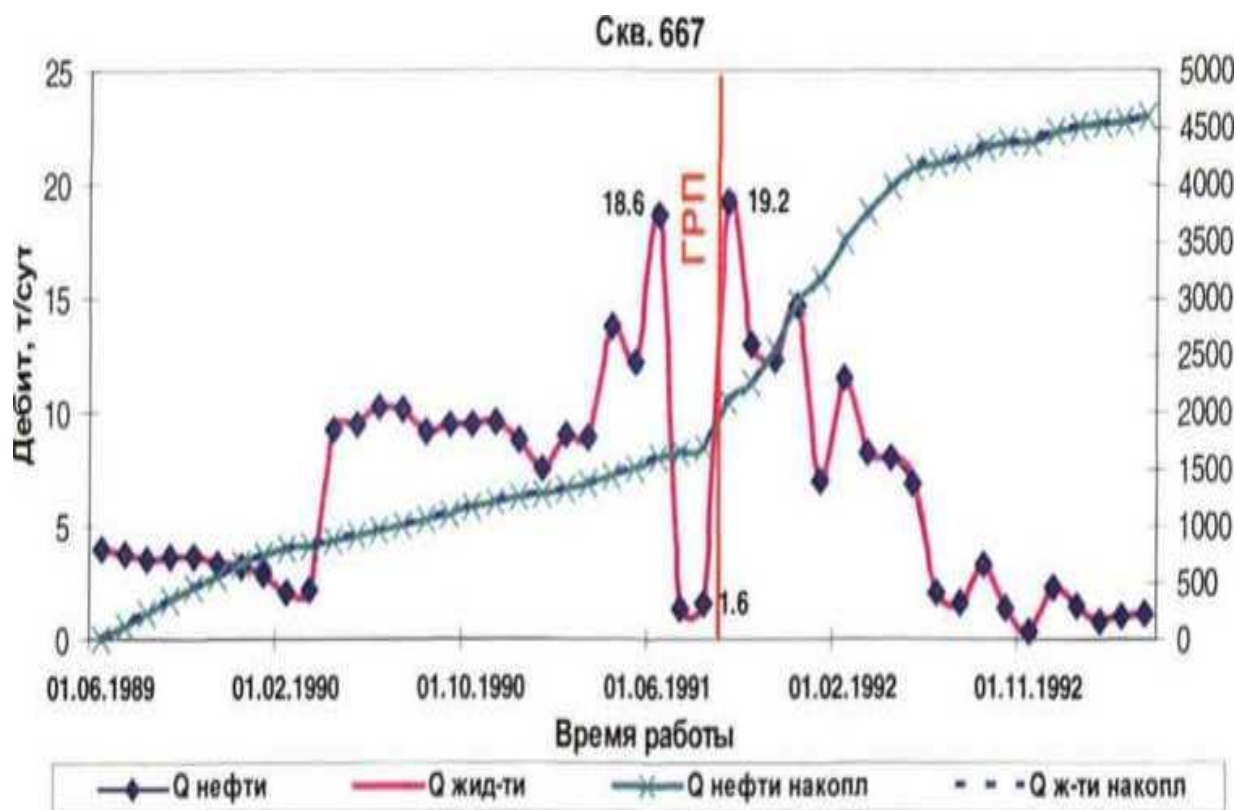


Рисунок 3.4 - Динамика дебитов нефти и жидкости до и после ГРП Скв. 667

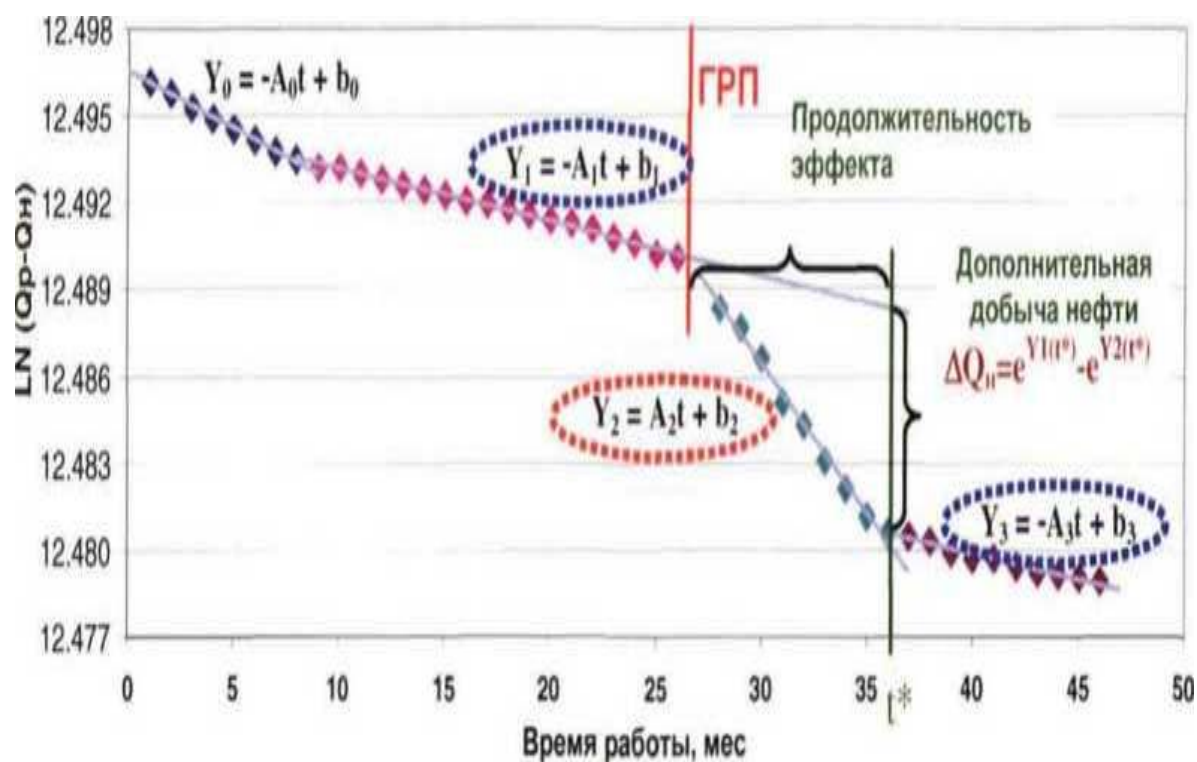


Рисунок 3.5 - Изменение темпа отбора нефти до и после ГРП в полулогарифмических координатах

При анализе применения ГРП на месторождениях Кенкияк, проведенные операции, по величине дополнительной добычи нефти, условно разделены на 3 группы: низкоэффективные - с величиной дополнительной добычи менее 3 тыс.т., среднеэффективные (3-6 тыс.т.) и высокоэффективные (более 6 тыс.т.). Данная классификация применялась при анализе эффективности ГРП на месторождения Кенкияк.

Из-за низких дебитов эксплуатация скважины № 669 осуществлялась при помощи ШГН. На рисунке 3.6 видно, что, начиная с конца первого года эксплуатации, дебиты по жидкости превышают начальные в 3-4 раза. Это вызвано тем, что эксплуатация скважины в данный период производилась в циклическом режиме, в течение которого скважина работала с форсированными отборами жидкости порядка 5-6 дней в месяц, остальное время находилась в накоплении.

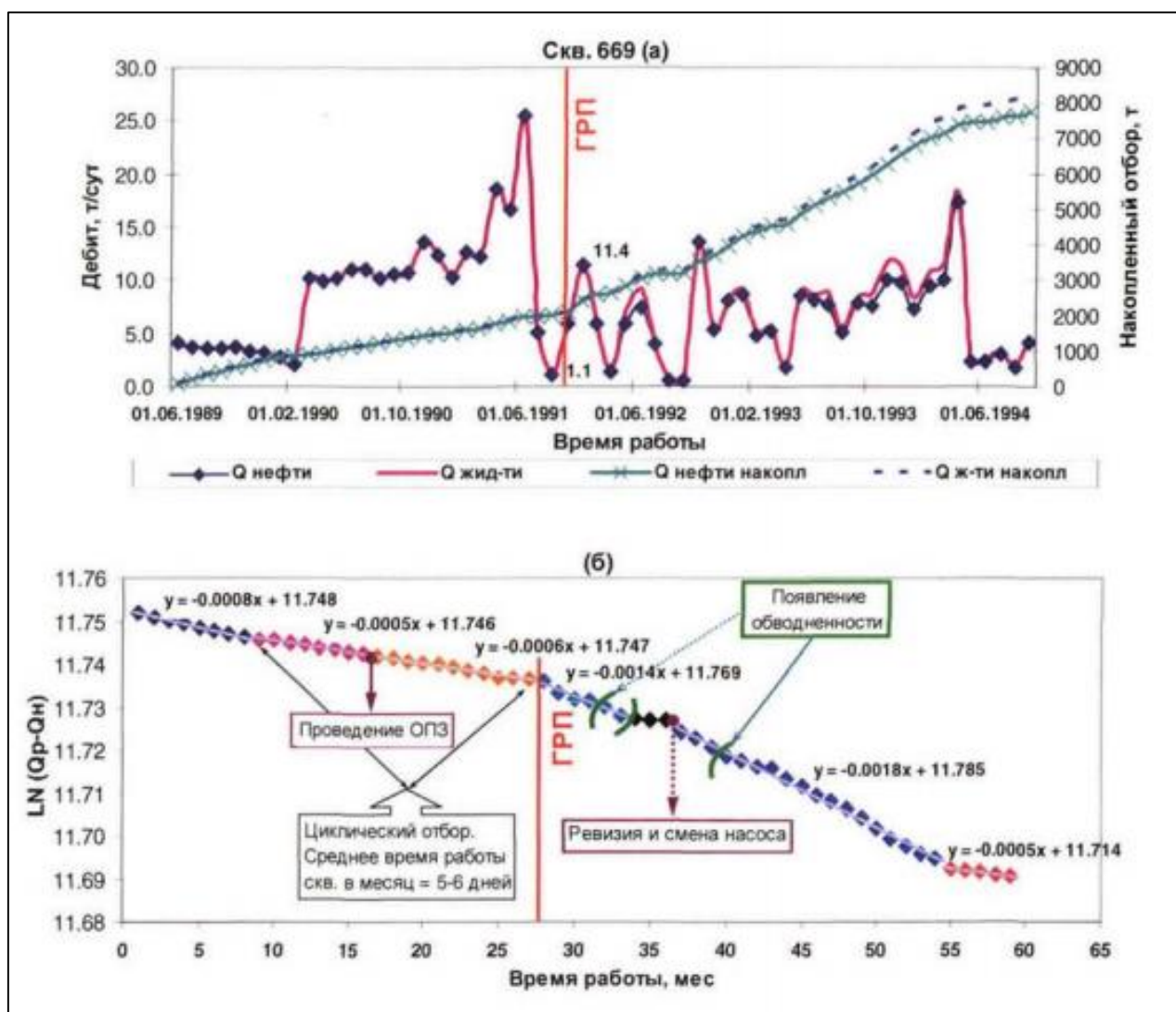


Рисунок 3.6 – Скважина № 699 (а) – изменение дебитов нефти и жидкости до и после ГРП, (б) – изменение темпа отбора нефти до и после ГРП в полулогарифмических координатах

Смена режима эксплуатации хоть и повлияла на увеличение дебита, но привела к снижению темпа отбора нефти в 1.6 раза. Кислотная обработка ПЗП, проведенная через 8 месяцев эксплуатации скважины в циклическом режиме, позволила увеличить темп отбора нефти в 1.2 раза, частично снизив отрицательные последствия глушения скважины при смене насосного оборудования.

Гидроразрыв пласта проведен через 2 года после начала эксплуатации скважины (31 сентября 2015 г.), к этому времени накопленная добыча нефти составила 1.1 тыс.т.

При проведении операции ГРП в пласт было закачено 13 т. проппанта, это повлияло на увеличение темпа отбора нефти в 2.3 раза по отношению к темпу отбора перед операцией. Продолжительность эффекта от мероприятия составила 27 месяцев, что позволило дополнительно добыть 3.2 тыс.т. нефти, на основании чего проведенную операцию можно считать среднеэффективной.

Система ППД около данной скважины в рассматриваемый период отсутствовала. Обводнение продукции отмечается только на 5 и 6 месяцы эксплуатации скважины после проведения ГРП, после чего она снижается до 0 и вновь появляется только через 7 месяцев. Возможно, обводненность продукции связана с наличием в разрезе ограниченных прослоев с рыхло-связанной водой.

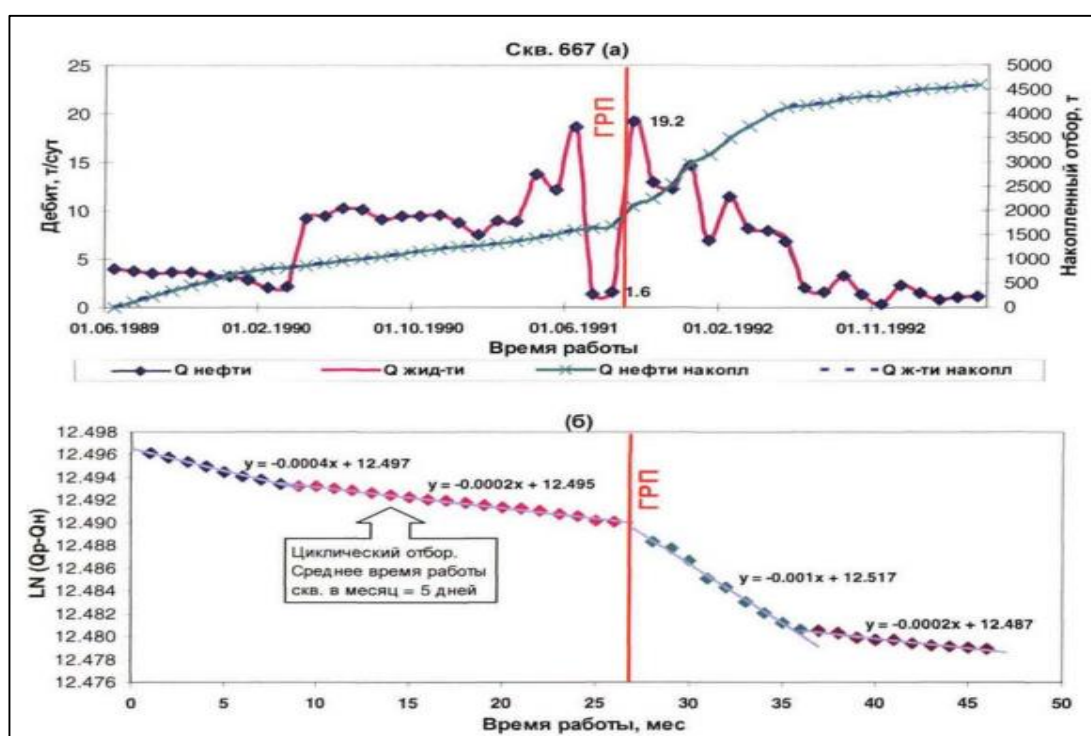


Рисунок 3.7 – Скважина № 667 (а)- изменение дебитов нефти и жидкости до и после ГРП, (б) – изменение темпа отбора нефти до и после ГРП в полулогарифмических координатах

Гидроразрыв пласта проведен через 27 месяцев эксплуатации скважины (3 сент. 2017 г.), к этому времени накопленная добыча нефти составила 1.1 тыс.т.

При проведении ГРП в пласт было закачано 16.7 т. проппанта, это повлияло на увеличение темпа отбора нефти в 5 раз. Продолжительность эффекта составила 9 месяцев, это позволило дополнительно добыть 1.8 тыс.т. нефти, на основании чего проведенную операцию можно считать низкоэффективной.

Система ППД около данной скважины отсутствует, обводнение продукции не отмечается.

Проведенная операция ГРП темп отбора нефти не увеличила, поэтому проведенную операцию можно считать не эффективной.

Система ППД около скважины 667 не организована. Обводненность появилась на 7-ой месяц эксплуатации после проведения ГРП, при этом ее значение составляло 2 %, но через 4 месяца она исчезла. Повторно обводненность появилась через 5 месяцев, достигнув значения 11-12%.

Влияние закачки воды в удаленные нагнетательные скважины на обводненность продукции установить не удалось. Ниже интервала перфорации на 11 метров расположен недонасыщенный нефтью пропласток-коллектор ($K_n=0,46$ д.ед.) толщиной 0,5 метра, входная обводненность которого может составить порядка 20-25%. Возможно, проведенный ГРП нарушил герметичность цементного камня.

3.3. Схема проектирования геолого-технологических мероприятий с учетом геодеформационного процесса в порово-трещинноватом коллекторе

На основании накопленной за последние десятилетие геологической информации, в частности, по результатам бурения и испытания глубоких скважин выявлена тенденция к структурной дифференциации геофлюидальных систем (ГФС), состоящих из иерархии дискретных деформационных блоков. В случае [34] техногенных возмущений имеет место разрядка концентрации напряжений, нарушения естественного поля напряжений в недрах, провоцируя возникновение короткоживущих структур деформации. Материалы гидродинамических испытаний скважины позволяют обнаружить изначально существующие системы каналов фильтрации, обязанные дискретной структуре фильтрационного пространства пород. С глубиной блоковая структура проявляется в более контрастной форме, особенно на объектах, подверженных интенсивным воздействиям (добыча нефти, закачка воды в продуктивные пласты).

В процессе разработки месторождения образуются техногенные трещины, которые соединяют нагнетательные скважины с тектоническими разломами, а в дальнейшем, при неизменном давлении нагнетания раскрываются и тектонические разломы. Это необходимо учитывать при

дальнейшей разработке месторождения, в частности, при проектировании расположения скважин и методов повышения нефтеотдачи.

Для добывающих скважин известны примеры, когда их забои попадали в разломы и накопленная добыча была в несколько раз больше чем в других скважинах этого участка залежи. Таким образом, необходимы оптимизация зоны вскрытия залежи и определение дальнейшего рационального направления воздействия на прискважинную область и пласт. С этой целью при обнаружении на площади залежи тектонических разломов необходимо выявить (рисунок 3.8) их связь с газовой шапкой, с пластовой и законтурной водой, со всеми нефтяными пропластками, с нефтематеринской породой.

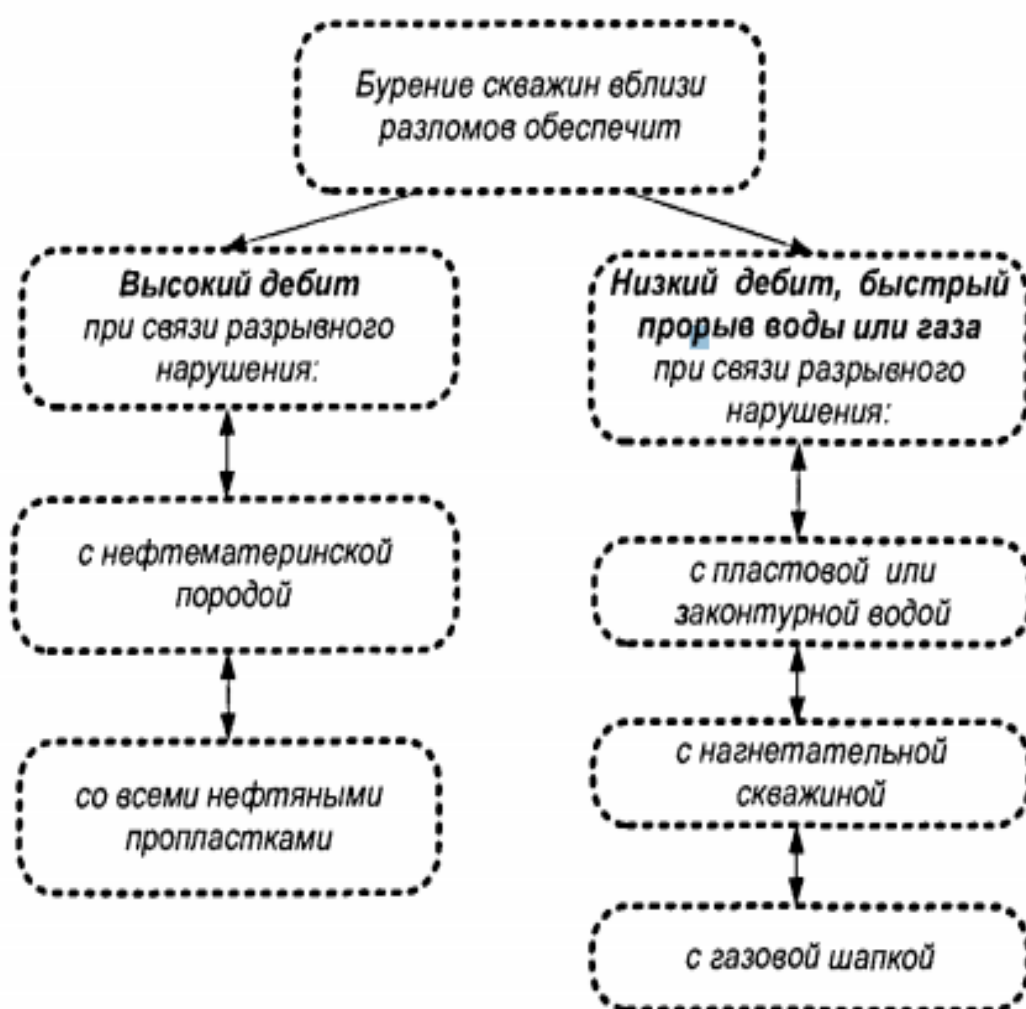


Рисунок 3.8 – Схема адаптивной разработки месторождения

На основании результатов ранее проведенных нами исследований предложен следующий способ адаптивной разработки месторождения углеводородов, имеющих многочисленные разрывные нарушения [35].

Залежь разбуривают по избирательной сетке скважин, (используя данные аэрогеофизических исследований, наземной сейсморазведки, кавернометрии, темпа изменений поглощения бурового раствора) размещая добывающие скважины вблизи разрывных нарушений, а нагнетательные

скважин за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями.

Для более равномерного охвата пласта воздействием формируют очаги закачки рабочего агента, размещая нагнетательные скважины во внутренней части нефтенасыщенной залежи, ограниченной разрывными нарушениями, причем учитывают изменение проницаемости и выбирают плотность сетки скважины обратно пропорционально найденной проницаемости с учетом ее анизотропии по разным направлениям, и переводят эти скважины в добывающие скважины на начальной стадии разработки.

При техногенном изменении геологического строения залежи следует трансформировать выбранную систему воздействия на нее. С этой целью проводятся наблюдение за перемещением пластовых жидкостей и нагнетаемых агентов, контроль извлечения нефти системой скважин и определение фильтрационных и емкостных параметров продуктивных пластов, изучение геологического разреза в пределах одной скважины. В связи с этим предлагается технология индикаторных методов исследования сложнопостроенных месторождений. В каждый из пластов закачивают индивидуальный трассирующий агент, при этом регистрируют его концентрацию в добывающих скважинах на устье и определяют основные параметры каждого пласта - наличие, ориентацию и объемы трещин (разрывных нарушений), скорость фильтрации по ним; их проницаемость, объем непроизвольно закачиваемой воды, а также гидродинамическую связь его с соседними пластами и объектами. Для этого через нагнетательную скважину, которая вскрывает несколько пластов, используя компоновки для одновременно-раздельной закачки, закачивают несколько различных трассирующих агентов.

Устанавливают перед исследованиями или после исследований с помощью трассирующих агентов взаимодействие скважин через разрывные нарушения путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей - давления и добычи пластовых флюидов. Определяют гидравлическую связь по динамике заводнения коллекторов, выявляя систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды.

На рисунке 3.9 приведена схема проведения трассерных исследований и выбора оптимальных геолого-технологических мероприятий. Использование достоверной информации о геологическом строении залежи позволит принимать правильные решения по мероприятиям, направленным на увеличение добычи нефти, как на начальной стадии разработки, так и на разных этапах эксплуатации залежи.

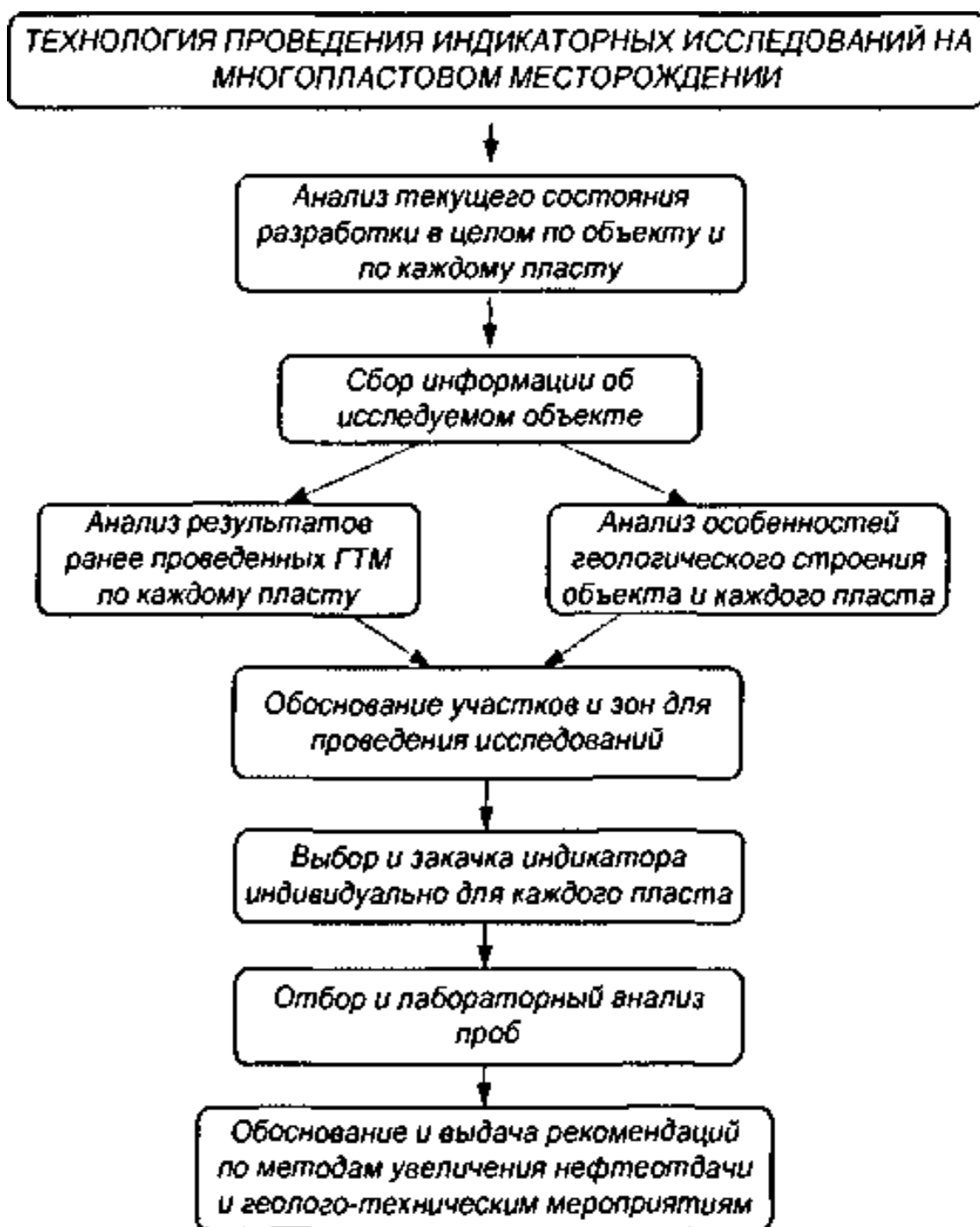


Рисунок 3.9 – Схема выбора оптимальных геолого-технологических мероприятий

3.4 Большеобъемный гидравлический разрыв пласта в нагнетательных скважинах

Согласно проектной системе разработки скважина № 186 на Кенкияк является нагнетательной и в настоящее время находится в отработке. ГРП был выполнен перед пуском скважины в эксплуатацию (в апреле 2019г.), поэтому об изменении темпа отбора нефти судить сложно.

В пласт было закачано 43.7 т воды на 7.8 м эффективной толщины (рисунок 3.10 а).

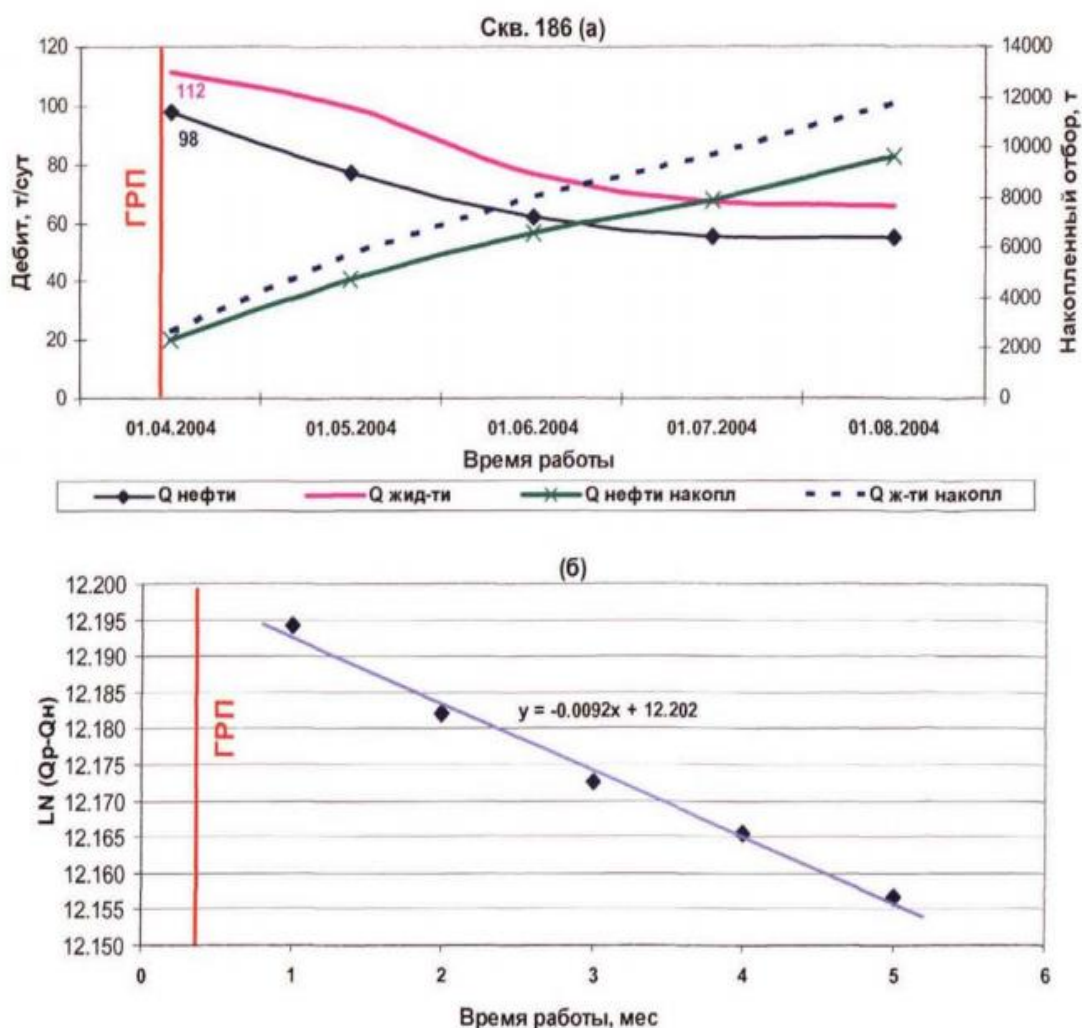


Рисунок 3.10 - Скважина № 186 (а) - изменение дебитов нефти и жидкости после большеобъемного ГРП. (б) - изменение темпа отбора нефти после большеобъемного ГРП в полулогарифмических координатах

Если предположить, что темп отбора нефти данной скважины до ГРП мог быть равен среднему темпу отбора ближайших добывающих скважин, то кратность увеличения темпа отбора нефти составила 34.5 раза. В течение последующих 5 месяцев дополнительная добыча нефти составила более 6.3 тыс.т (рисунок 3.10 б). Добыча осуществляется при помощи ЭЦН.

После проведения ГРП обводненность продукции составляет 18%. В непосредственной близости нагнетательных скважин, которые могли оказать влияние на обводненность продукции, нет. Выявить влияние удаленных скважин по промысловым данным в силу непродолжительного периода эксплуатации не представляется возможным.

Очевидно, что в добывающих скважинах месторождения Кенкияк целесообразно проводить большеобъемный гидравлический разрыв пласта по технологии TSO. Однако возрастающий потенциал по добыче нефти следует

поддерживать соответствующим формированием и усилением системы воздействия. Неучет данного обстоятельства нередко предопределяет низкую эффективность ГРП порово-трещиноватого коллектора. С этой целью проведен анализ сформированной системы воздействия, её влияния на пластовое давление и дебиты скважин.

Замеры пластовых и забойных давлений на месторождения Кенкияк производились не регулярно и очень ограниченно. В связи с неполным охватом фонда замерами давлений была произведена оценка средневзвешенного пластового давления по годам разработки с использованием уравнения материального баланса в объеме первоочередного участка при упругом режиме.

$$P(t) = P_{\text{нач}} - \left(\frac{Q(t) - V_{\text{зак}}(t)}{\beta * V_{\text{породы}}} \right) \quad (3.5)$$

где $\beta * = m(\beta_n \sigma_n + \beta_e \sigma_e) + \beta_c$,

$V_{\text{породы}} = h_{\text{эф}} * S$,

m - пористость;

$\beta_{n/e/c}$ - коэффициент сжимаемости нефти/воды/скелета породы,

$\sigma_{n/e}$ - нефтенасыщенность водонасыщенность,

$h_{\text{эф}}$ - эффективная толщина пласта;

$P_{\text{нач}}$ - начальное пластовое давление;

$P(t)$ - текущее средневзвешенное пластовое давление,

S - дренируемая площадь,

$V_{\text{зак}}(t)$ - накопленный объём закачки.

Вследствие того, что для оценки динамики пластовых давлений в условиях упругого режима использовался материальный баланс, все показатели разработки в данном разделе приведены в пластовых условиях.

Если проанализировать данные представленные на рисунке 3.11, то несложно объяснить расхождение результатов прямых и расчетных данных. В период 2000 и 2005 годов охват замерами фонда скважин составлял 23% и 8% соответственно, и средневзвешенное по площади дренирования давление отражало только участок активной разработки. В это время разработка велась на естественном режиме и поэтому давление на участке активной разработки ниже, чем текущее средневзвешенное давление по всему первоочередному участку. И все с точностью до наоборот в период 2013-2018 годов, когда было активно начато освоение системы ППД только в центральной части первоочередного участка и замерами охвачено только 12-55% фонда, что также не дает представления о распределении давления по всей площади осваиваемого участка.

Для дифференциации энергетики по зонам отбора и закачки наряду с прямыми замерами пластового давления были использованы расчетные значения, определенные через коэффициент продуктивности скважин, дебиты

и забойные давления $P(t) = P_{\text{заб}} + \frac{Q}{K_{\text{прод}}}$ Необходимо отметить, что все пластовые давления на 2013 год являются расчётными. Если в скважине проводился обычный ГРП, то коэффициент продуктивности рассчитывался с учетом скин- фактора, равного -3. Скважины с большеобъёмным ГРП, в силу их слабой изученности гидродинамическими исследованиями по оценке приведенного радиуса скважины, в расчетах не участвовали.

Низкие фильтрационные свойства, высокая макронеоднородность, недонасыщенность нефти растворенным газом (давление насыщения 8,0-12,7

МПа при начальном пластовом давлении 32,0 МПа) позволяют охарактеризовать режим пласта как упругий частично-замкнутый. Приток энергии извне ограничен, а тенденция изменения пластового давления ближе к поведению значения давления в залежи, разрабатываемой в условиях упруго-замкнутого режима, чем к тренду давления в условиях бесконечного пласта. В результате отборы жидкости приводят к интенсивному падению пластового давления в призабойной зоне. По этой причине фонтанная эксплуатация скважин на месторождении носила непродолжительный характер, несмотря на то, что первоначальное пластовое давление выше гидростатического на 8%. Несоответствие пластового и гидростатического давлений также говорит в пользу замкнутого упругого режима.

Таким образом, добывающие скважины эксплуатировались механизированным способом. На период 01.11.2018 г. рабочий перепад давления поддерживался на высоком уровне и составлял порядка 7 МПа. Вследствие низких коллекторских свойства пласта подток нефти из удаленных участков пласта ниже отбора жидкости из добывающих скважин, что явилось причиной технологических остановок скважин после 3-6 дней работы в месяц.

Действующей «Технологической схемой разработки» предусмотрено формирование площадной обращенной девятиточечной системы с расстоянием между скважинами 400 м.

Первый период с 1987 по 1992 гг. характеризовался окончанием разбурирования. На 1.8.1990 в эксплуатации находилось максимальное число добывающих скважин - 48 скважин. Начала формироваться система поддержания пластового давления: к концу 1992 года под нагнетание было переведено 4 скважины. Средняя текущая компенсация за три года составила 4,9%, при максимальной 9,2% в 1990 году. В данном виде система ППД практически не оказала влияния на пластовое давление и на дебиты скважин, однако с момента её ввода с некоторым запозданием начала расти обводнённость продукции.

Влияние системы ППД на дебиты скважин и обводненность продукции представлено на рисунке 3.12

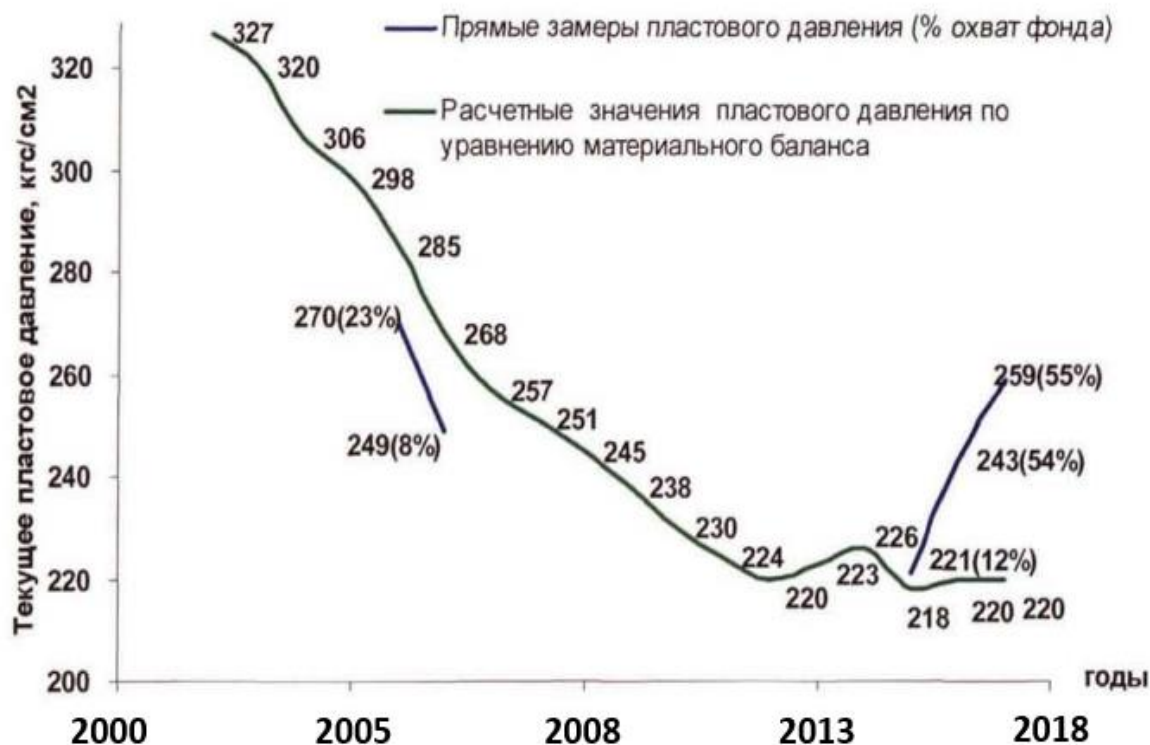


Рисунок 3.11 -. Динамика средневзвешенного пластового давления первоочередного участка



Рисунок 3.12 - Влияние системы ППД на дебиты жидкости и обводненность продукции добывающих скважин

Таким образом, в начальный период разработки месторождения Кенкияк

средневзвешенное пластовое давление по первоочередному участку находилось выше давления насыщения и эксплуатация залежи осуществлялась в условиях упругого режима. Следует отметить, что энергетическое состояние залежи имеет ярко выраженное влияние на темпы отбора жидкости. Периодическая закачка воды в небольших объемах не отразилось на энергетическом состоянии залежи, но привела к такому же периодическому появлению обводненности продукции добывающих скважин с запозданием 1,5-2,5 года.

Таким образом, в период разработки с 2013 по 2018 год в центре первоочередного участка разработки была сформирована мощная система ППД, в результате её воздействия средневзвешенное пластовое давление в зоне отбора поднялось до 26,3 МПа. Превышение 100% компенсации отборов жидкости закачкой воды привело к резкому увеличению обводненности продукции и отборов жидкости. По краевым элементам не сформирована система воздействия. При низких забойных давлениях возможно проявление режима растворённого газа в призабойной зоне скважин.

Исходя из анализа энергетического состояния залежи, динамики отбора жидкости, закачки воды и обводненности продукции можно сделать вывод о необходимости формирования щадящей площадной системы воздействия, то есть компенсация отборов жидкости закачкой воды должна быть не более 100% и равномерно распределена по площади объекта. Это позволит избежать опережающего обводнения продукции скважин в условиях порово-трещиноватого пласта. Следует помнить, что получение высоких отборов жидкости не является условием рациональной разработки, так как не гарантирует высокой выработки запасов нефти.

3.5 Оценка величины подвижных и дренируемых запасов нефти

Немаловажное значение при анализе разработки состоит в возможности определения величины дренируемых запасов, как по объекту в целом, так и непосредственно по каждой скважине. Альтернативой расчетам, проводимым на гидродинамической трехмерной модели, является использование статистических методов, называемых также характеристиками вытеснения, которые на основе нахождения корреляционной зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости позволяют оценить величину дренируемых запасов. Полученные таким методом запасы более достоверны, чем определяемые традиционным объемным методом, ввиду того, что геологическая неоднородность и охват учитываются интегрально. Ряд широко используемых характеристик вытеснения носит асимптотический характер, как правило, при больших значениях обводненности или отбора жидкости, что не позволяет производить оценку на начальном этапе эксплуатации при малой величине обводнении продукции или вообще при ее отсутствии, как, например, при эксплуатации на естественном режиме.

На разрабатываемых объектах месторождения Кенкияк система воздействия находится в стадии формирования, что говорит о преобладании

упругого режима работы залежей. Принимая во внимание условия осадконакопления, можно сделать вывод об ограниченном влиянии законтурной водоносной зоны пласта. Таким образом, при отсутствии подтока законтурной воды суточная $q=K \cdot (p_0-p_c)$ может быть определена по темпам снижения пластового давления с учетом сопутствующего расширения нефти:

$$q = \frac{dV}{dt} = -\beta * V \frac{dp}{dt} \quad (3.6)$$

V - пластовое давление, β *- текущее пластовое давление, p_0 - давление на забое скважины.

Зависимость, описывающая падение пластового давления $p(t)$ будет иметь следующий вид:

$$P(t) = P_c + (p_0 - p_c)e^{-at}, \quad (3.7)$$

где $a = \frac{K}{\beta * V}$

Как видно, при достаточно большом времени t пластовое давление равняется с давлением на забоях скважин и приток нефти к ним прекратится.

Из уравнения (3.7) можно получить следующее выражение для суточного отбора:

$$q(t) = q_0 \exp\left(\frac{q_0 t}{Q_p}\right) \quad (3.8)$$

где $q_0 = K(p_0 - p_c)$ - суточный дебит скважин в момент их пуска;

$Q_p = \beta * V(p_0 - p_c)$ - подвижные запасы нефти в залежи при упругом режиме.

Определяемый по фактическим промысловым данным параметр дает оценку величины дренируемых запасов группы скважин или каждой отдельной из них в зависимости от того, что стало объектом исследования - залежь в целом, или какой-то участок на ней, благодаря чему дренируемые запасы удастся локализовать, а после вычета из них фактически добытых найти и величину остаточных.

Используем методику Р.И. Медведского и А.А. Севастьянова. Данная функциональная зависимость является дважды асимптотической и может быть использована для прогноза добычи нефти и оценки дренируемых запасов с начала обводнения или падения дебитов жидкости при отсутствии обводненности и имеет следующий вид:

$$Q_n = Q_p \left(1 - \left(1 + \frac{q}{nQ_p}\right)\right) \quad (3.8)$$

где Q - накопленная добыча жидкости;

Q_n - накопленная добыча нефти;

Q_p - дренируемые запасы;

n - параметр, определяемый статистической обработкой фактических

данных за предшествующий период разработки, характеризует геологическую неоднородность и режим работы залежи.

Предложенная обобщенная характеристика вытеснения является, по существу, простой математической моделью разработки нефтяной залежи, интегрально учитывающей геологическую неоднородность и фильтрационные свойства пласта, после идентификации входящих в нее параметров Q_p и n , может быть использована для кратковременного прогноза и оценки эффективности геолого-технических мероприятий, величины дренируемых запасов и динамики их выработки.

На данном этапе разработки параметр n в большинстве случаев лежит в области от 20 ед. и выше, что равнозначно бесконечности и функция (3.8) переходит в экспоненциальную (3.9).

Применяя данную методику (рисунок 3.13), были определены величины дренируемых запасов по скважинам с достаточной историей эксплуатации. Геологические запасы на скважину были просчитаны объемным методом, при этом граница площади дренирования проводилась посередине между соседними скважинами. Подвижные запасы $Q_{п01в}$ рассчитывались с учетом максимального коэффициента вытеснения, принятого равным 0,42. Результаты определений подвижных и дренируемых запасов.

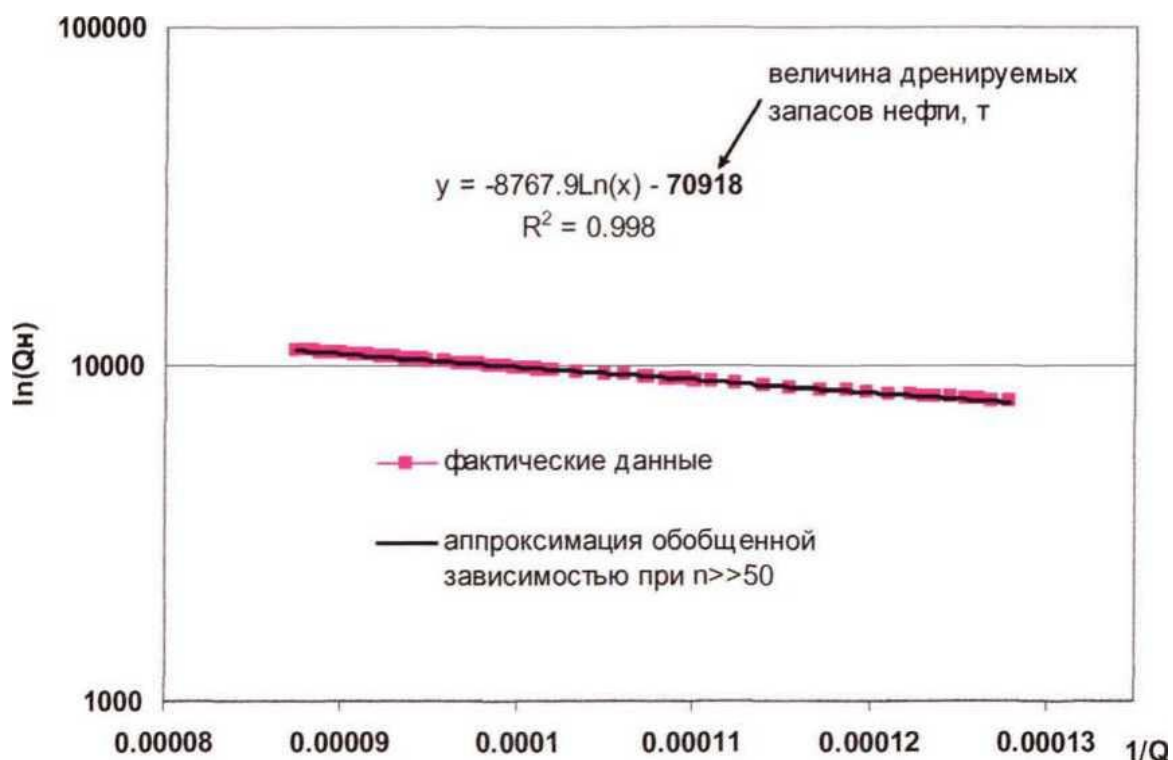


Рисунок 3.13 – Пример оценки дренируемых запасов по добывающей скважине 711.

Анализируя данные подвижных и дренируемых запасов, обращает на себя внимание большой разброс значений соотношения дренируемых и подвижных запасов. Учитывая допустимую погрешность в определении как

дренируемых, так и подвижных запасов, можно выделить две группы скважин с низкими и высокими соотношениями дренируемых и подвижных запасов: 1) $\frac{Q_p}{Q_{подв}} < 0,5$ и 2) $\frac{Q_p}{Q_{подв}} < 1,5$ первую группу попали скважины со сравнительно небольшой историей эксплуатации, то есть скважины, для которых зона дренирования меньше плотности сетки скважин. Большая величина дренируемых запасов (относительно подвижных) по скважинам второй группы объясняется, в первую очередь, тем, что все эти скважины находятся в зонах, наиболее охваченных разработкой. Другими словами, эти скважины входят в состав сформированных пяти- и девятиточечных элементов разработки, в которых уже произошло перераспределение дренируемых запасов отесненных от нагнетательных скважин вследствие перевода их под закачку воды.

В целом, если оценивать средние и суммарные показатели, то общие подвижные запасы первоочередного участка вполне сопоставимы с их дренируемыми запасами, что свидетельствует о высоком коэффициенте охвата дренированием продуктивной залежи - 0,641 д.ед.

В 90-е годы XX столетия при ГРП достигалось снижение скин-фактора призабойной зоны, а в настоящее время ГРП является способом обеспечения максимизации эффективного радиуса скважины и вовлечение в разработку отдельные прослои и гидродинамически изолированные участки залежи. Рядом авторов [36] сделано заключение, что максимальная эффективность технологии гидроразрыва пласта достигается в взаимосвязи с развитием системы разработки, а темп её снижения можно уменьшить применяя методы интенсификации в виде обработки призабойной зоны. Причем, планирование проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти надо делать обязательно с учетом взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин. Для достоверного определения эффективности ГТМ до и после их проведения должны быть замеры дебита жидкости, обводненности, дебита нефти и забойного давления.

Для оценки эффективности ГРП имеющиеся данные были повергнуты предварительной обработке. Рассмотрены результаты эксплуатации скважин, в которых не проводился ГРП (1 группа), скважин, на которых ГРП проводился один раз после достаточно длительной эксплуатации (2 группа) и третьей группы скважин, на которых операция ГРП повторялась с целью улучшения геометрии и проводимости трещин первого ГРП и вовлечения в разработку недренируемых зон пласта за счет создания новых трещин.

Сравнение показателями эксплуатации свидетельствует о том, что реализуется подход, позволяющий рассматривать гидроразрыв как элемент системы выработки запасов, формирующий порово-трещинный коллектор. По значениям абсолютных показателей дебитов нефти и жидкости повторный ГРП превосходит первый.

Трещиноватость в той или иной степени присуща всем коллекторам, что обусловлено сложными деформационными процессами происходящими в

продуктивных пластах. Развитая сеть трещин с низким фильтрационным сопротивлением служит причиной быстрого обводнения коллекторов, не смотря на то, что их объем на порядки меньше объема порового пространства блока пород.

Изолированные трещины (ГРП) в пористой среде аналогично непроницаемому экрану является причиной формирования областей пониженных градиентов порового давления в данной среде. Из-за малых скоростей потока в указанных областях вытеснение нефти из них происходит наиболее медленно, а при наличии придельного градиента сдвига, эти области превращаются в застойные зоны. Следовательно, их существование является характерной особенностью практически всех коллекторов, включая изначально однородные по физико-механическим свойствам, ставшие трещиноватыми в ходе деформационных процессов (например, ГРП).

Рассматриваемых позиций потенциально перспективной является технология повторного ГРП, расформирующего застойные зоны, сопряженные с рассеянными в околоскваженной зоне трещинами после первичного ГРП, т.к. происходит изменение напряженного состояния продуктивного пласта, степени раскрытия трещин и их геометрии.

Таким образом следует, что эффекты локального взаимодействия трещин с фильтрационными потоками в пористой среде играют важную роль в распределении остаточных запасов нефти, что необходимо учитывать при планировании геолого-технических мероприятий.

Выводы по третьему разделу

1. Результаты анализа выработки запасов по объемам на месторождении Кенкияк показали, что величина КИН определяется долей запасов в высокопроницаемой среде. Для порово - трещиноватых пластов рекомендуется проведение гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи

2. В результате анализа темпа отбора дренируемых запасов установлена низкая технологическая эффективность первичных гидравлических разрывов пласта месторождения Кенкияк.

3. При техногенном изменении геологического строения залежи следует трансформировать выбранную систему воздействия на неё. -С этой целью следует проводить индикаторные исследования перемещения пластовых и нагнетаемых жидкостей и геологического разреза, фильтрационных и емкостных параметров продуктивного пласта в околоскважинной зоне. Устанавливают взаимодействие скважин через разрывные нарушения и выявляют систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды.

4. Результаты эксплуатации скважин без ГРП при забойном давлении 3,86 МПа и дебите 57,5 м³/сут косвенно подтверждают результаты керновых и гидродинамических исследований о наличии трещин в пласте. Следовательно, площадь дренирования больше плотности сетки скважин, а развитие гидродинамически связанных прослоев, как минимум, в 3 раза превышает размеры сетки скважин.

2. С применением математической модели Р.И. Медведского, интегрально учитывающей геологическую неоднородность и фильтрационные свойства пласта, проведена оценка эффективности геолого-технических мероприятий, величины дренируемых запасов и динамики их выработки (по скважинам с остаточной историей эксплуатации).

Установлено, что при эксплуатации скважин без ГРП дренируемые запасы составляют 51% от подвижных запасов пласта месторождения Кенкияк. Проведение ГРП повышает это значение до 64%, а при повторном гидравлическом разрыве порово - трещиноватого коллектора соотношение составляет 105%. При этом необходимо учитывать допустимую погрешность в определении как дренируемых, так и подвижных запасов.

3. Доказано, что с целью повышения эффективности эксплуатации скважин на месторождения Кенкияк необходимо проводить повторный гидравлический разрыв порово - трещиноватого коллектора.

Возрастающий потенциал по добыче нефти следует поддерживать соответствующим формированием системы воздействия на пласт. Исходя из энергетического состояния залежи, можно сделать вывод о необходимости применения щадящей площадной системы.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

В результате проведения теоретических исследований дано новое решение актуальной задачи повышения добычи нефти при разработке терригенных коллекторов, путем учета особенности работы системы «скважина –пласт с техногенной трещиноватостью».

Выполненная работа позволяет сделать следующие выводы:

1. Доказано, что сложность строения рассматриваемых в работе залежей возрастает по мере их разбуривания и разработки в связи с геодинамическими процессами. Поэтому техногенное деформирование порово-трещинного коллектора месторождения Кенкияк существенно влияет на технологические показатели работы скважин.

2. Установлено, что процесс образования вертикальных трещин при гидравлическом разрыве полимиктовых песчаников при определенных условиях не приводит к интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи. Необходим комплексный подход применения технологии повышения проницаемости околоскважинной зоны с учетом её техногенного деформирования.

3. Доказано, что гидравлический разрыв пласта месторождения Кенкияк формирует порово-трещинный тип пород коллектора., увеличивая после первичного применения в добывающих скважинах дренируемые запасы на 13%.

4. Установлена зависимость продуктивности нефтяных скважин от изменения упругоэластических характеристик прискважинной зоны, деформируемой при ГРП. Применяемая технология повторного гидроразрыва пласта расформирует застойные зоны, сопряженные с трещинами после первичного ГРП.

5. Доказано, что применение повторного гидроразрыва в зоне с техногенной трещиноватостью способствует увеличению отношения дренируемых запасов к подвижным до 100 % для первоочередного участка эксплуатации месторождения Кенкияк.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТЫ

1. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Соляной П.Н., Хисаев А.И. Моделирование периодической эксплуатации добывающей скважины, эксплуатирующей послойно-неоднородный по проницаемости пласт залежи высоковязкой нефти / а // Вестник ЦКР Роснедра, 2015. - № 1. – С. 23-29.
2. Соляной П.Н., Пичугин О.Н., Родионов, В.П. Косяков С.П. Исследование эффективности взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте / // Нефтяное хозяйство, 2012. – № 8. – С. 126 - 128.
3. Пичугин, О.Н. Влияние водонапорного режима на выработку запасов высоковязкой нефти / О.Н. Пичугин, П.Н. Соляной // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 11. – С. 13 - 17.
4. Пичугин О.Н., Александров Д.М., Горюнов Е.Ю., Кошеверов Г.Г., Зеленая А.А., Лейбенко Н.Л., Соляной П.Н., Амелькин С.В. Влияние современной геодинамической обстановки на технологические показатели работы скважин месторождения Северные Бузачи / // Вестник ЦКР Роснедра, 2014. – № 2. – С. 28-36.
5. Пичугин, О.Н., Соляной, А.С. Гавриш Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях// Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 11. – С. 5–15. Прочие печатные издания
6. Пичугин О.Н., Родионов С.П., Соляной П.Н. и др., Принципы оптимизации систем заводнения месторождений, осложненных малоамплитудными тектоническими нарушениями / ООО КОНКОРД, Тюменский филиал ИТПМ им. Христиановича СО РАН // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE – 26 - 28 октября, 2015. - Москва, Россия: Общество Инженеров Нефтяников. - 26 с. - SPE-176697-MS.
7. Родионов, С.П., Соляной П.Н., Косяков В.П. Исследование эффективности различных схем расстановки скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте / // Труды 53-й научной конференции МФТИ «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук». Часть III. Аэрофизика и космические исследования. Т. 2. – М.: МФТИ, 2010. – С. 137 – 139.
8. Соляной П.Н., Пичугин О.Н., Кошеверов Г.Г., Гавриш А.С. Принципы оптимизации систем разработки нефтяных месторождений с учётом пластовых и флюидальных неоднородностей /; ООО «Конкорд», Москва // Сборник научных трудов международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа» – 2015: Издательство Московского университета, 2015. – С. 206.

9. Пичугин О.Н., Соляной П.Н., Фатихова Ю.З. От «работы над ошибками» – к прогнозированию эффективности мероприятий // Нефть. Газ. Новации, 2012. – № 3. – С. 28-31.

10. Соляной П.Н., Пичугин О.Н., Родионов С.П. К вопросу оптимального взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном пласте // Материалы III Международного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». - Москва. - ОАО «ВНИИнефть». - 20 - 21 сентября 2011. - Т. 2. С. 94 – 98

11. <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142286-mestorozhdenie-kenkiyak/>

12. «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Алибекмола», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2010г.

13. Соляной П.Н., Косяков В.П. Математическое моделирование эффективности различных схем расстановки скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте // Труды IX Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». - 30 января – 1 февраля 2012 г. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – С. 67

14. Косков В.Н., Косков Б.В., Юшков И.Р. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие /. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. –226 с.

15. «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Алибекмола в Мугалжарском районе Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2007 г.», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2007г;

16. Крянев, Д.Ю. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Д. Ю. Крянев, С.А. Жданов// Бурение и нефть. – № 8. – М. – 2012. – С.29-32.

17. Вендельштейн Б.Ю., Козяр В.Ф., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытания продуктивных пластов, г. Калинин, 1990 г.

18. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Токарев М.А. Новые возможности контроля за распределением остаточных запасов и динамикой насыщенности пласта с помощью электрометрии в обсаженной скважине // Нефтяное хозяйство. 2004.№ 7. С. 52 - 54.

19. Токарев М.А., Исхаков И.А., Асмоловский В.С. Контроль за разработкой нефтяных месторождений с помощью комплекса геофизических исследований // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 47 - 50.

20. Hubbert M.K. and Wellis D.G. Mechanics of Hydraulic Fracturing. Trans. A. J. M. E., 1957, v. 210, — pp. 153—166.

21. Токарева Н.М., Ситдикова Д.Ф., Мифтахова Г.М. Гидродинамические методы регулирования разработки нефтяных объектов и оценка их эффективности // Научные исследования: информация, анализ, прогноз. Книга 25 / Под ред. Кирикова О.И. Воронеж: ВГПУ. 2009. С. 440 - 451.

22. Кучумов Р.Я. Занкиев М.Я., Кучумов Р.Р. Исследование факторов, влияющих на образование трещин при ГРП // Научно-технические проблемы Западно-Сибирского нефтегазового комплекса: Межвуз. СНТ. — ТюмГНГУ, 1997. —С. 181—189.

23. Кузьмин, Ю.А. Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по критериям Минэнерго / Ю.А. Кузьмин, С.А. Филатов // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – № 25. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис. - 2012.

24. Афанасьев Е.Ф., Шурыгина И.Г., Щербаков Г.А. Методы расчета системы вертикальных магистральных трещин в плотных коллекторах с целью интенсификации притока флюида к скважине. — М.: ВНИИЭГазпром, 1990. —28 с.

25. Методические подходы к обоснованию выбора скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий с использованием деревьев решений: Протокол заседания нефтяной секции ЦКР «Роснедра» от 03.12.2009 г. № 4752.

26. Родионов, С.П. Исследование эффективности различных схем расстановки скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте / С.П. Родионов, П.Н. Соляной, В.П. Косяков // Труды 53-й научной конференции МФТИ «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук». Часть III. Аэрофизика и космические исследования. Том 2. - М.: МФТИ, 2010. - С. 137 - 139.

27. Suprinovicz R., Buttler R.M. The choice of pattern size and shape for regular arrays of horizontal wells // J. of Canad. Technol. — 1992,1. — Vol. 31, N 1, —pp. 39—44.

28. Косяков, В.П. Определение наилучшего варианта расстановки галереи скважин в зонально-неоднородном пласте с учетом теплофизических свойств флюидов на основе аналитического решения / В.П. Косяков, С.П. Родионов // Вестник ТюмГУ. – 2012. – № 4. – С. 14 – 21.

29. Азиз Х., Сеттери Э. Математическое моделирование пластовых

систем. — М.: Недра. — 2009 — 408 с.

30. Мурзагалиев, Д.М. Сейсмо-геодинамические условия разработки нефтегазовых месторождений на шельфе Северного Каспия / Д.М. Мурзагалиев // Геология, география и глобальная энергия. - 2011. - 4(43). - С. 32 - 38.

31. Отчет о результатах работ по созданию геодинамического полигона и проведению комплексного геодинамического мониторинга природно-техногенных процессов на месторождении Северные Бузачи в 2007-2010 гг. / «Научно-производственный центр «ГЕОКЕН», Филиал компании «Buzachi Operating Ltd» ТОО.

32. «Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатного месторождения Кенкияк», ОАО «Гипровостокнефть», г.Самара, 2002г;

33. Голф-Рахт ТсД. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. - М.: Недра, 1986.

34. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. - Санкт-Петербург: Недра.- 2004.- 192 с

35. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Кенкияк», АО «НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2005г;

36. Попов С.Н. Влияние деформаций коллекторов трещинно-порового типа на дебит скважин газоконденсатных месторождений: Автореф. дис. .. канд. техн, наук: 25.00.16. - Пермь, 2007. - 25 с.