

Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова
Факультет Инжиниринг

УДК 622.276

На правах рукописи

КУНАЕВА ГАУХАР ЕРМЕКОВНА

**Совершенствование разработки нефтяных месторождений,
эксплуатируемых горизонтальными скважинами**

8D07210 (6D070800) – Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:
Баямирова Р.У. к.т.н., и.о.
ассоциированный профессор
Гусманова А.Г. к.т.н., профессор

Зарубежный научный консультант
Джалалов Г.И. д.т.н., профессор,
член-корреспондент НАНА,
Азербайджан

Республика Казахстан,
Актау, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Горизонтальные скважины как средство интенсификации добычи нефти	13
1.1 Состояние теоретических и экспериментальных исследований.....	20
Выводы по разделу 1.....	31
2 Моделирование притока жидкости к горизонтальным скважинам в пластах с деформируемым коллектором.....	32
2.1 Неизотермическая стационарная фильтрация однофазной жидкости к горизонтальной скважине в деформируемом пласте.....	32
2.1.1 Постановка задачи и ее решение.....	32
2.2 Приток жидкости к батарее несовершенных разветвленно-горизонтальных скважин в деформируемом пласте.....	35
2.2.1 Постановка задачи и ее решение.....	37
2.3 Определение оптимальной конструкции горизонтального ствола скважин	43
2.4 Влияние длины горизонтального ствола и толщины пласта на продуктивность скважины.....	43
2.5 Влияние анизотропии по проницаемости пласта на продуктивность скважины.....	44
Выводы по разделу 2.....	48
3 Адаптация гидродинамической модели пласта к фактическим показателям разработки с целью обоснования эксплуатации его горизонтальными скважинами.....	50
3.1 Постановка задачи и ее решение.....	51
3.1.1 Геолого-физическая характеристика выбранного блока месторождения Кенкияк.....	53
3.2 Коллекторские свойства продуктивных пластов.....	56
3.3 Адаптация фильтрационной модели по данным истории разработки и прогнозная задача.....	65
Выводы по разделу 3.....	74
4 Повышение эффективности разработки залежей на примере месторождений Казахстана с применением горизонтальных скважин.....	75
4.1 Анализ опыта применения методов увеличения нефтеотдачи в сочетании с горизонтальными скважинами.....	75
4.2 Практическое обоснование и значимость гидродинамических параметров: экспресс- оценка.....	76
4.3 Эффективность горизонтальных скважин.....	77
Выводы по разделу 4.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	86
ПРИЛОЖЕНИЯ А	95
ПРИЛОЖЕНИЯ В	96

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

«Инструкция по оформлению диссертации и автореферата», Высшая аттестационная комиссия МОН РК, №377-3ж.

ГОСТ 7.32-2001 – Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

ГОСТ 7.1-2003 – Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

Правила присуждения ученых степеней, утвержденных приказом МОН РК от 31 марта 2011 года №127.

Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан послевузовское образование. Докторантура. ГОСО РК 5.04.034 – 2011.

Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года №127; межгосударственные стандарты: ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

ГОСТ 8.417-81 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы физических величин.

ГОСТ 7.1 -200. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

ГОСТ 7.9 – 95 (ИСО 214-74) Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация. Общие требования.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей диссертации применяются следующие термины и соответствующие определения:

Интенсификация пласта – это обработка скважины или пласта для повышения отдачи нефти или газа. К методам интенсификации относятся гидроразрыв, кислотная обработка, очистка от песка и т. д.

Горизонтальные скважины – скважины, ствол или часть ствола которых имеют углы наклона в вертикальной плоскости (зенитные углы) от 56° наклонно падающих участках и до 110° на инверсионных.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – (основная технологическая составляющая метода Фрекинга, Hydraulic fracturing или fracking) – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Изотропный пласт – пласт, свойства которого в любой точке одинаковы во всех направлениях

Анизотропный пласт – пласт, свойства которого изменяются в различных направлениях

Эквипотенциальная поверхность – это поверхность, на которой скалярный потенциал данного потенциального поля принимает постоянное значение (поверхность уровня потенциала).

Скин-фактор – гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению с совершенной (идеальной) скважиной.

Нефтяной пласт – это горная осадочная порода, имеющая скопления капиллярных каналов и трещин с большой поверхностью. Эта порода пропитана водой, нефтью и газом.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ННС	наклонно-направленные скважины
ГС	горизонтальные скважины
РГС	разветвленно-горизонтальные скважины
КВД	кривая восстановления давления
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
ФОФП	функции относительных фазовых проницаемостей
ГДИС	гидродинамические исследования скважин
МУН	методы увеличения нефтеотдачи
Q	дебит скважины
μ	вязкость жидкости
$K^0(z)$	функция Бесселя мнимого аргумента
P	плотность жидкости
$K(p)$	проницаемость пласта, при давлении P
h	мощность пласта
$\eta_j = l_{2j} - l_{1j}$	длины горизонтальных скважин
J	коэффициент продуктивности скважины
$\delta(x,y)$	Дельта функция Диррака
σ	единичная функция Хевисайда
R_k и R_c	радиусы контура пласта и забоя скважины
K_e и K_v	значения проницаемостей породы в горизонтальном и вертикальном направлениях
$K_l(S_l)$	относительная проницаемость 1-ой фазы
K_0	проницаемость однородного пласта
χ	пьезопроводность
T	температура пласта
L_z	длина горизонтального участка ствола
$S_p(x,y,z)$	насыщенность 1-ой фазы
P_k, P_c	давление на контуре питания и на забое скважины
B	объемный коэффициент нефти
$V_i(x,y,z)$	компоненты вектора скорости фильтрации 1-ой фазы
N	параметр анизотропии
ξ	коэффициент Джоуля-Томсона
ГС	горизонтальная скважина
РГС	разветвленная горизонтальная скважина- оператор Гамильтона

ВВЕДЕНИЕ

Оценка современного состояния решаемой научной или научно-технологической проблемы.

Объемы строительства горизонтальных и наклонных скважин в нефтяных регионах постепенно увеличиваются за счет привлечения современных технологий бурения и заканчивания, благодаря усилиям таких компаний, как "Weatherford", "Schlumberger", "Halliburton", "Baker Hughes" и др. Анализ современного состояния проблемы эксплуатации месторождений горизонтальными скважинами показал, что перспективными в области проектирования, строительства и эксплуатации горизонтальных скважин являются следующие аспекты: анализ геологических условий и обоснование необходимости применения горизонтальных скважин, а также оперативного управления профилем ствола скважины, прежде всего в продуктивных горизонтах. Данное обстоятельство предусматривает широкое использование геофизических исследований, широкого применения математических методов, программного обеспечения при обработке и интерпретации данных, анализа эффективности применения горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти и газа; определения производительности многозабойных горизонтальных скважин с учетом перфорации деформируемого пласта; изучения характеристик стационарного притока жидкости к горизонтальным скважинам на модели неизотермической фильтрации; определения оптимальной конструкции горизонтального ствола скважины и др. Этими вопросами не ограничивается круг актуальных задач, восполняющих пробел в рассматриваемой проблеме. Однако их решение, на наш взгляд, несомненно, будет решающим шагом в достижении намеченной цели.

Актуальность темы. Основные эксплуатационные объекты нефтяных месторождений Казахской Республики, находятся на поздней стадии разработки. Запасы этих объектов относятся к трудноизвлекаемым, что обусловлено такими факторами, как высокая вязкость нефти, низкая проницаемость коллекторов, а также высокая послойная и зональная неоднородность, малая эффективная толщина пластов коллекторов, наличие под газовыми зонами и маломощных нефтяных оторочек. Остаточные трудноизвлекаемые запасы требуют внедрения новых технологий.

Технология бурения горизонтальных скважин имеет огромные перспективы, связанные с возможностью повышения эффективности добычи нефти, продления периода безводной эксплуатации скважины и увеличения коэффициента извлечения нефти, вовлечения в разработку пластов с низкими коллекторскими свойствами и высоковязкой нефтью, снижением депрессии на пласт и эффекта конусообразования.

Возрастающий интерес, во всем мире, к применению горизонтальных скважин возникает необходимость в разработке теории и исследовании процессов фильтрации флюидов к забою этих скважин с учетом вышеуказанных факторов, и это становится актуальной научно-практической

задачей. В этой связи весьма актуальными являются также моделирование и исследования таких задач, как оценка технологической эффективности функционирующих систем разработки с применением горизонтальных скважин, обоснование оптимального профиля горизонтального ствола, оценка влияния свойств коллектора и параметров горизонтальных скважин на ее производительность.

Цель и задачи исследования. Цель работы заключается в разработке новых аналитических методов определения производительности горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти с деформируемыми коллекторами.

Основные задачи исследований:

- анализ эффективности применения горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти и газа;
- определение производительности многозабойных горизонтальных скважин с учетом перфорации деформируемого пласта;
- изучение характеристик стационарного притока жидкости к горизонтальным скважинам на модели неизотермической фильтрации;
- определение оптимальной конструкции горизонтального ствола скважины;
- адаптация гидродинамической модели фрагмента пласта по истории разработки, с целью обоснования его эксплуатации горизонтальными скважинами.

Идея работы состоит в разработке научно обоснованных новых аналитических методов, направленных на повышение производительности горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти с деформируемыми коллекторами и повышения эффективности процессов добычи нефти и газа из пластов в осложненных условиях на основе анализа и моделирования технологических параметров нефтегазодобычи.

Объектом исследования является система разработки месторождений с разветвлено-горизонтальными скважинами в деформируемой пористой среде.

Предмет исследования – процесс стационарного притока жидкости к горизонтальным скважинам, модели неизотермической фильтрации при оптимальной конструкции горизонтального ствола скважины.

Методика работы. Для выполнения вышеупомянутых задач применялись комплексные методы исследований процессов разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

К задачам моделирования установившейся фильтрации жидкости к разветвлено-горизонтальным скважинам в деформируемой пористой среде, а также механизма установившегося движения жидкости в деформируемом пласте при притоке к горизонтальной скважине с учетом зависимости свойств флюида от давления и температуры применялись современные вероятностно–статистические и математические методы решения. Основным «инструментом» исследований является математическое моделирование процессов фильтрации к горизонтальным скважинам на основе законов гидродинамики с применением

программ, реализующих гидродинамические модели вытеснения, что позволило обеспечить реальную возможность совершенствования методов математического моделирования разработки с применением горизонтальных скважин.

Практическая ценность работы и реализация результатов исследований. Предложенные в работе результаты имеют методическое и практическое значения и могут быть использованы при проектировании и анализе разработки месторождений, эксплуатируемых горизонтальными скважинами. Использование опыта и знаний применения горизонтальных скважин позволит эффективно вести разработку месторождений нефти и газа, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым. Результаты моделирования позволили оценить степень влияния различных геолого-технологических факторов на определение оптимальной конструкции горизонтального ствола скважин на примере месторождения Кенкияк. Показана возможность установления оптимального варианта заканчивания скважин на основе анализа анизотропности по проницаемости и толщины пласта. Дано обоснование относительной эффективности применения горизонтальных скважин на основе полученных гидродинамических моделей пласта.

Представленные в работе математические модели механизма установившегося движения жидкости в деформируемом пласте позволяют принимать правильные инженерные решения для повышения эффективности разработки и эксплуатации нефтяных месторождений и дали положительные результаты при

Разработанные в диссертации модели используются в ОАО «НИПИМунайгаз», нефтепромысловом управлении «Жетыбаймунайгаз», Атырауском институте нефти и газа, Каспийском университете технологии и инжиниринга им. Ш. Есенова при выполнении научно-исследовательских работ по направлению «Нефтегазовое дело» и могут использоваться в соответствующих проектных институтах и высших учебных заведениях.

Научные положения, выносимые на защиту.

- математические модели механизма установившегося движения жидкости в деформируемом пласте при притоке к разветвленно-горизонтальным и горизонтальным скважинам с учетом зависимости свойств флюида от давления и температуры;
- методика автоматизированного решения задач адаптации гидродинамической модели фрагмента пласта по истории разработки;
- система и критерии обоснования эффективности рекомендуемой технологии разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин на основе моделирования на примере месторождения Кенкияк.

Научная новизна работы:

- обобщены накопленный опыт и знания в области применения горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти и газа, обоснована область их эффективного применения;

- предложена и реализована научно обоснованная математическая модель установившейся фильтрации жидкости к разветвлено-горизонтальным скважинам в деформируемой пористой среде;
- предложена усовершенствованная математическая модель механизма установившегося движения жидкости в деформируемом пласте при притоке к горизонтальной скважине, учитывающая зависимости свойств флюида от давления и температуры;
- разработана методика автоматизированного решения задач адаптации гидродинамической модели фрагмента пласта по истории разработки, позволяющая оценить эксплуатацию его горизонтальными скважинами с учетом вероятностно-статистического характера геологических данных.

Обоснование новизны и важности полученных результатов:

Основные научные положения обосновываются их постановкой, вытекающей из анализа современного состояния проблемы, корректным применением научно обоснованных методов моделирования, а также современных вероятностно–статистических методов обработки данных и анализа информации.

Использование в экспериментальных исследованиях стандартной аппаратуры и апробированных методов измерения, основных классических положений механики движения жидкости и газа в трубах и пористых средах, а также разработка адекватной гидродинамической модели фрагмента пласта по истории разработки, на основе реальных промысловых данных, подтверждают достаточно высокую степень достоверности выводов и рекомендаций.

Практическая значимость работы.

На основе трехмерного гидродинамического моделирования проведена адаптация секторной модели к фактическим показателям эксплуатации окружающих скважин.

Сравнение расчетных и фактических показателей разработки секторной модели месторождения показало высокую степень достоверности, построение геолого-гидродинамической имитационной модели коллектора, достаточную для приведения прогнозных расчетов с различными конструкциями скважины

На примере реального объекта получена количественная оценка возможного улучшения динамики показателей разработки выработки запасов нефти из пласта за счет трансформации существующей системы разработки на основе горизонтальных скважин.

Теоретическая значимость исследования заключается в том, что на базе анализа результатов гидродинамических исследований притока флюидов к горизонтальным скважинам, проведенных различными авторами, в работе дан обобщенный перечень основных преимуществ, позволяющих рассматривать использование горизонтальных скважин как способ повышения рентабельности систем разработки нефтяных и газовых месторождений.

На примере установлено, что месторождения Атырауской области и низко проницаемые нефтяные зоны месторождения Узень, являются перспективными объектами для бурения горизонтальных скважин.

Показана необходимость развития моделирования фильтрационных процессов в условиях разработки горизонтальными скважинами и глубокозалегающих месторождений, сложенных трещиноватыми и деформируемыми породами. Решена прогнозная задача о целесообразности применения горизонтальных скважин для увеличения коэффициента нефтеотдачи, указанного сектора месторождения.

Соответствие направлениям развития науки или государственным программам: рассмотренные в диссертации проблемы соответствуют направлениям развития науки. В настоящее время нефтяные и газовые месторождения Казахстана находятся на поздней стадии разработки, причем разработка месторождений сопровождается влиянием таких факторов, как высокая вязкость нефти, низкая проницаемость коллекторов, а также высокая послойная и зональная неоднородность, малая эффективная толщина пластов коллекторов, наличие под газовыми зонами и маломощных нефтяных оторочек. Тем самым эти остаточные запасы можно отнести к трудноизвлекаемым. Остаточные трудноизвлекаемые запасы требуют внедрения новых технологий, тем самым стоит задача по продлению сроков разработки месторождений, которая относится к приоритетным темам развития науки страны.

Личный вклад автора состоит в практическом выполнении работы по обзору литературы по теме диссертационной работы, в участии постановок задач и их решении. Проведен обзор и анализ области эффективного применения горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти и газа.

Научно обоснована математическая модель для установившейся фильтрации жидкости к разветвлено-горизонтальным скважинам в деформируемой пористой среде.

Предложена математическая модель механизма установившегося движения жидкости в деформируемом пласте при притоке к горизонтальной скважине, в зависимости с реологическими свойствами пласта и флюида.

Предложена методика автоматизированного решения задач адаптации гидродинамической модели фрагмента пласта по истории разработки. Это позволит на основе вероятностно-статистического характера геологических данных проводить оценку технолого-экономической эффективности эксплуатации месторождений горизонтальными скважинами.

Достоверность результатов обеспечена обоснованностью применяемых гидродинамических моделей, использование современных методов решения начально-краевых задач, а также верификацией полученных результатов других авторов.

Апробация результатов работ и публикации

Основные положения работы по диссертации представлены в публикациях, в том числе 9 – в научных изданиях, рекомендованных ККСОН МОН РК, 2 – в научных журналах входящих в информационную базу компании Scopus, 4 – в материалах международных конференций. Основные положения диссертации опубликованы в работах:

1. Параметрическая идентификация гидродинамической модели пласта на фактические показатели разработки. Socar Proceedings «Reservoir and petroleum» №4 (2022)
2. Fluid influx to a battery of incomplete horizontally branched wells in deformed formation. (Журнал «Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук», №3, (447) май – июнь 2021 г. (ISSN 2224-5278)).
3. Горизонтальные скважины как средство интенсификации добычи нефти. (Журнал "Комплексное Использование Минерального Сырья" №4 (319), 2021. (ISSN-L 2616-6445)).
4. The creation of environmental safety industrial regions based on the principles of the economic Mechanism. (Journal of Modern Technology and Engineering Vol.5, No.2, 2020 (ISSN 2519-4836)).
5. Построение модели экологической безопасности нефтегазовых и других промышленных регионов на основе принципов экономического механизма. («Вестник КазННТУ», (№3/139 2020)) «Наука о земле» 16 августа 2020).
6. Эффективность применяемых технологий повышения нефтеотдачи пласта («Вестник КазННТУ», (№6/142 2020))
7. Обессоливание нефтеконденсатной смеси с учетом осложняющих факторов («Вестник КазННТУ», (№5/140 2020))
8. Оценка эколого-экономической безопасности промышленного региона и анализ состояния водных ресурсов в динамике по Республике Казахстан и южно-казахстанской области. (№5/140 2020)
9. Оценка эколого-экономической безопасности промышленного региона и анализ динамики качества атмосферного воздуха в Республике Казахстан на примере южно-казахстанской области («Вестник КазННТУ», (№5/141 2020))
10. Задачи бурения горизонтальных скважин на месторождении Каламкас. (Журнал «Polish journal of science» №30 (2020) (ISSN 3353-2389)).
11. Исследование пленкообразующих и структурообразующих свойств Карачаганакской нефти. (Журнал Science and world» International scientific journal № 8 (84), 2020. (ISSN 2308-4804)).
12. О неизотермической фильтрации стационарной фильтрации однофазной жидкости к горизонтальной скважине в деформируемом пласте. (Satbayev Conference-2022. Trends in Modern Scientific Research. International research and Practice conference one the topic).
13. Изучение влияния степени вскрытия и границ полособразного деформируемого пласта на производительность горизонтальной скважины. (Международная научно-практическая конференция «Современные технологические решения в нефтехимической отрасли» 23 февраля 2022)).
14. Прогноз технологических показателей разработки залежей. (Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова. 10 ноября 2019)).
15. Состояние изученности методов прогноза технологических показателей разработки залежей. «Финансово-экономические и правовые

аспекты международного сотрудничества прикаспийских государств». Материалы Международной научно-практической конференции проводимых в рамках Программы модернизации общественного сознания «Рухани жаңғыру» 29 ноября, 2018)).

16. Адаптация гидродинамической модели пласта к фактическим показателям разработки с целью обоснования эксплуатации его горизонтальными скважинами. (Журнал «Polish journal of science» №67 (2023) (ISSN 3353-2389)).

Основные результаты исследования изложены в 5 статьях и перечня, утвержденных Комитетом по контролю в сфере образования и науки Республики Казахстан, в 2 журналах, входящих в базу данных "Scopus", в 4 журналах ближнего зарубежья.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 74 наименования. Работа содержит 96 страниц текста, 9 таблиц и 32 рисунков.

Работа выполнялась в Каспийском университете технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова на кафедре «Нефтехимический инжиниринг».

1 Горизонтальные скважины как средство интенсификации добычи нефти

Поиск путей решения задачи удовлетворения потребности общества в повышении производительности каждой из пробуренных скважин всегда шел по многим направлениям, начиная от правильности выбора точки заложения скважины, сохранения и улучшения проницаемости пород призабойной зоны ствола скважины, разработки методов воздействия на сам продуктивный пласт, создания эффективно вытесняющих нефть агентов и методов регулирования их продвижения по продуктивным пластам и т.д.

Каждое направление, а также их рациональное сочетание, давало технический эффект в виде прироста производительности скважин, но во многих случаях этот прирост оказывался недостаточным для обеспечения экономически приемлемой рентабельности применяемых методов.

Как известно, основными направлениями интенсификации разработки нефтегазовых месторождений являются повышение градиента давления в пласте при помощи наиболее интенсивных методов поддержания пластового давления, а также снижение фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Наряду с такими способами, как «гидравлический разрыв пласта» и различные физико-химические методы обработки призабойных зон скважин, «метод снижения фильтрационных сопротивлений» в призабойных зонах скважин путем бурения с повышенной поверхностью вскрытия продуктивного пласта имеет большие возможности. К таким скважинам относятся наклонно-направленные (ННС), горизонтальные (ГС) и разветвленно-горизонтальные скважины (РГС). Необходимо отметить, что на протяжении последних лет эта категория скважин привлекает интерес исследователей и разработчиков, работающих в различных производственных, научных и проектных организациях. К настоящему времени накопилось большое количество работ в виде статей, монографий, а также изобретений, отраженных в соответствующих документах, в виде патентов и свидетельств на изобретения [1-5].

Долгое время идея увеличения производительности скважин за счет существенного увеличения площади контакта ствола скважины с породами продуктивного пласта не получала своего развития. Первые попытки ее реализации были осуществлены в бывшем СССР еще в 1937 году на месторождении Ярега [6]. Однако предвоенная обстановка и отсутствие соответствующих технических средств и технологий, обусловившее высокую стоимость бурения горизонтальных скважин, привели к приостановке работ в этом направлении. Открытие высокопродуктивных месторождений Западной Сибири вновь снизило интерес к разработке месторождений горизонтальными скважинами, возобновленной в 50-х годах прошлого столетия.

Однако, наблюдаемая в последние десятилетия общемировая тенденция существенного увеличения доли разведанных запасов нефти в низкопродуктивных коллекторах, разработка которых вертикальными

скважинами заведомо нерентабельна, вновь выдвинула на первый план потребность в практической реализации обеспечения большой площади контакта ствола скважины с продуктивным пластом.

В настоящее время разработка нефтегазовых месторождений с применением наклонных и горизонтальных скважин является актуальной и считается одним из важнейших достижений последнего времени в отрасли нефтегазодобывающей промышленности. Горизонтальное бурение, в мировой практике нефтегазодобычи, стало стандартной технологией и считается важным методом увеличения добычи нефти и газа. В связи с этим во всем мире наблюдается повышенный интерес к изучению вопросов, связанных с использованием горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин при разработке месторождений природных углеводородов. Горизонтальные скважины применяются в истощенных продуктивных пластах, а также в месторождениях с трудно-извлекаемыми запасами нефти, когда широко распространенные способы разработки нефтегазовых месторождений не позволяют достичь высокого уровня добычи нефти. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами является новым вариантом технологии повышения производительности, а также новым способом разработки, постепенно вытесняющим способы эксплуатации вертикальными скважинами. Однако в настоящее время недостаточно развиты методы прогнозирования добычи, проектирования и оптимизации систем разработки залежей, вскрытых горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами.

В настоящее время бурение горизонтальных скважин успешно применяется в большинстве нефтедобывающих стран мира. Особенное развитие оно получило в США, Канаде, Франции, Дании, Норвегии и других странах.

Горизонтальный ствол, проходящий по продуктивному горизонту на десятки и сотни метров, соединяет друг с другом участки ранее не вовлеченные в разработку неоднородные, низкопроницаемые, слабодренируемые, кавернообразные и трещинообразные участки пласта. Данная методика не только увеличивает скорость фильтрации в межскважинном пространстве, но и повышает степень охвата пласта, увеличивая конечную нефтеотдачу [7]. Чаще всего горизонтальные стволы применяют при зарезке бокового ствола. Зарезка бокового ствола – это новая жизнь малодебитной скважины.

В настоящее время производителями и учеными накоплен огромный статистический материал, основанный на опыте работы горизонтальных скважин на различных месторождениях.

Длина горизонтального участка скважин изменяется от 100-200 м до 1,4 км и зависит от искусства буровой фирмы и применяемого оборудования.

Практикой направленного бурения горизонтальных скважин в настоящее время владеют несколько буровых зарубежных фирм (Горвел, Эксон, Амоко, Филипс и др.) и предприятий в бывшем СССР.

Поэтому процесс создания и бурного совершенствования техники и

технологии бурения горизонтальных скважин, приведший к резкому снижению их стоимости, нельзя считать спонтанным, а следует рассматривать как естественное следствие возникшей потребности. Спрос, как всегда, вызвал предложение и в свою очередь, стимулировал развитие исследований по количественному уточнению известных и выявлению новых возможностей использования скважин с горизонтальными участками ствола различной протяженности и формы.

Появилось огромное количество публикаций, посвященных изучению различных эксплуатационных параметров горизонтальных скважин. На сегодняшний день значительно более высокая производительность горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными скважинами, при прочих равных условиях является фактом, доказанным теоретически и подтвержденным практикой.

На основе проведенных исследований и накопленного практического опыта в настоящее время, по общепризнанному мнению, наибольший эффект от использования возможностей горизонтальных скважин может быть полезен на эксплуатационных объектах со следующими характеристиками [8,9,10,11,12,13,14, Приложение 1 и др.]:

- подгазовые объекты и объекты с подошвенной водой;
- коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- месторождения высоковязких нефтей и битумов;
- шельфовые и труднодоступные продуктивные зоны;
- при эксплуатации газовых залежей;
- при применении методов повышения нефтеотдачи пластов, в особенности термических методов;
- при вязкости нефти ($\mu > 10$ мПа.с);
- низкоэффективный режим разработки пластов;
- эффективная толщина пласта – не менее 3м;
- низкая проницаемость коллекторов ($k < 0,1$ мкм²);
- большие остаточные извлекаемые запасы.

Сегодня применение и бурение горизонтальных скважин является распространенным явлением. Благодаря снижению затрат и рисков, связанных с горизонтальным бурением, сотни таких скважин были успешно пробурены по всему миру.

Основные преимущества горизонтальных скважин – повышенная производительность и эффективность зачистки - были реализованы на многих нефтяных месторождениях. Petrocorp Exploration Ltd. Исследовала возможность бурения горизонтальных скважин в северной части месторождения Макки, которое характеризуется большой газовой шапкой, перекрывающей тонкий нефтяной столб. Обычные скважины в этом районе страдают от высокой добычи полезных ископаемых и низкой нефтеотдачи пластов.

Месторождение Макки расположено на суше Таранаки, Новая Зеландия, примерно в 20 милях к востоку от Нью-Плимута. Месторождение полностью принадлежит и управляется Petrocorp. Месторождение было открыто в сентябре

1979 года разведочной скважиной McKee-I, а коммерческая добыча началась в октябре 1981 года. В течение 1980-89 годов месторождение Макки разрабатывалось с использованием 21 обычной скважины из 11 мест добычи на поверхности до центральной станции добычи. До начала добычи на первой горизонтальной скважине (январь 1990 г.) на месторождении Макки добывалось 10 600 баррелей нефти в сутки и 9,0 млн куб. футов газа в сутки при 5 %-ном обводнении. Отдельные скважины производятся в количестве от 200 до 1450 баррелей в сутки. Все скважины заканчиваются в одной зоне с наборами перфораций, разделенных глухими участками, чтобы обеспечить возможность выборочного закупоривания зон в более поздние сроки. Во всех скважинах - по 2 штуки. трубки использовались с установленными в боковых карманах оправками на случай, если позже понадобятся газлифтные клапаны для искусственного подъема. Все скважины по-прежнему добывают при естественном притоке.

Ключом к максимальному извлечению нефти является обеспечение максимально равномерного распространения газа по направлению к стволу скважины, тем самым вытесняя максимальное количество нефти до того, как скважины загазуются.

Успешное прогнозирование будущей производительности зависит от прогнозирования времени прорыва газа 1-4 раза и последующей производительности скважины. Это один из самых сложных прогнозов коллектора, поскольку фактические характеристики в значительной степени зависят от неоднородности коллектора. Как только в скважинах появляется газ, в большинстве случаев сохраняется значительный потенциал для дальнейшей добычи нефти, хотя и значительно меньшими темпами. Наиболее важным соображением на этом этапе становится ограничение добычи свободного газа в достаточной степени, чтобы предотвратить значительное снижение давления в пласте.

Исследования в области компьютерного моделирования на месторождении продолжаются с 1983 года. Они сыграли центральную роль в разработке оптимальной схемы осушения водохранилищ и управления отводом воды. Совпадения характеристик имитационных моделей с фактическими характеристиками коллектора на сегодняшний день указывают на то, что истощение центральной и южной частей месторождения происходит в основном за счет расширения газовой шапки и гравитационного дренажа. Последний механизм истощения является существенным из-за высоких провалов пласта и относительно большого нефтяного столба. Считается, что эти естественные дренажные механизмы приведут к относительно хорошему восстановлению этой части месторождения. По сравнению с основной частью месторождения, где толщина нефтяного столба составляет 768 футов, тенденция к выбросу газа значительно выше в северной части месторождения, где толщина нефтяного столба составляет 190 футов.

Исследования по моделированию коллектора показали, что расширение

газовой шапки будет основным механизмом добычи нефти из северного района. Конечная степень извлечения будет зависеть от того, насколько эффективно газ очищает нефтяную колонну.

В идеале, конечно, газовая шапка должна равномерно расширяться по мере извлечения нефти из пласта, но высокая относительная подвижность.

Чтобы определить изменение эффективности очистки в зависимости от местоположения и количества точек дренажа, была создана компьютерная имитационная модель для одной скважины, представляющая типичные условия залежи в северном районе. Был сделан вывод, что оптимальная глубина для заканчивания скважины варьировалась от 7020 до 7070 футов TVSS, что настолько далеко от газовой шапки, насколько это практически возможно без проблем с добычей воды. Несмотря на это, можно ожидать, что скважины начнут добывать газ из газовой шапки в течение нескольких месяцев, если только не будут введены очень низкие темпы добычи нефти. Даже по начальным ставкам ожидается, что добыча газа на уровне 100 млн. баррелей в сутки не будет отложена более чем на 18 месяцев. Показатели добычи нефти, необходимые для предотвращения закачивания газа в скважины на неопределенный период, были рассчитаны как слишком низкие для практической и экономичной добычи. Таким образом, на практике высокие показатели GOR можно считать обычной особенностью производства в северных районах. Структура отложений коллекторов Макки, а также играет важную роль в том, как скважины осушают коллектор. Основной особенностью осаждения являются тонкие слои с различной проницаемостью, которые в основном параллельны плоскостям наложения и, таким образом, следуют направлению погружения. Это означает, что средняя проницаемость поперек слоя песка значительно меньше, чем проницаемость параллельно слою.

Для обеспечения максимально равномерного расширения газовой шапки были рассмотрены горизонтальные скважины. Затем скважины будут пробурены горизонтально через пласт, параллельно стволу. В принципе, такие колодцы обеспечили бы наиболее эффективный практический дренаж территории. Должен быть достижим интервал производительности от 985 до 1000 л, длиной 31 фут, что обеспечит высокие показатели расхода при очень низкой просадке.

Устойчивый срок эксплуатации горизонтальной скважины должен быть достигнут за счет добычи при меньших дебитах, чем это возможно в существующих обычных скважинах. В этом случае добыча нефти увеличится благодаря повышению эффективности объемной очистки.

Результаты компьютерного моделирования были использованы для получения оценок изменения добычи нефти и газа в диапазоне расстояний между скважинами, как при традиционной разработке, так и при разработке горизонтальных скважин.

Оценки как высокой, так и низкой добычи были сделаны для учета неопределенностей в эффективности очистки, которые в значительной степени являются результатом неточностей в прогнозировании количества газа,

добытого после прорыва, но до фактического прекращения добычи нефти.

Увеличение нефтеотдачи пластов станет возможным за счет оптимального расположения горизонтальных скважин, т.е. за счет выявления тех регионов, в которых нет эффективных точек отбора для слива нефти из мест подъема. Маловероятно, что боковое перемещение нефти будет значительным при низких пластовых давлениях или низких дебитах скважин.

Для нашего использования горизонтального бурения были сочтены важными следующие особенности.

1. Бурение среднего радиуса (радиус около 984 футов) было выбрано из-за возможности пробурить горизонтальный участок от 985 до 1970 футов дешевле, чем бурение большого радиуса. Также было бы возможно запустить стандартную производственную цепочку для обеспечения нормальной работы проводной линии.

2. Была сочтена важной способность увязывать петрофизические параметры с производственными характеристиками. Поэтому была запланирована программа каротажа, состоящая из комбинированного прибора для определения пористости/удельного сопротивления и инструмента для получения электрических изображений с помощью микросканера пласта.

3. Важно было использовать цементированную облицовку. Цементирование производственной линии имело ряд преимуществ. Это обеспечило бы средство контроля нежелательного образования воды или газа и позволило бы применять методы эффективной стимуляции и других видов лечения. Использование цементированной облицовки позволило бы осуществлять выборочную перфорацию, что позволило бы избежать возможных незначительных дефектов или трещиноватых промежутков. Было бы обеспечено эффективное разделение более высоких (возможно, газоносных) интервалов. Использование цементированной облицовки является простым в эксплуатации, поскольку в обычную облицовку вносятся лишь незначительные изменения требовались работы по цементированию. Считалось, что эти преимущества перевешивают экономичность вкладыша с прорезями.

Из-за неопределенной геологии в северном районе было подыскано альтернативное местоположение для первой горизонтальной скважины в центральной части месторождения (скважина Макки-12). Это позволило бы применить новую технологию бурения в зоне геологически относительно низкого риска, тем самым снизив риск неудачной скважины. Считалось, что относительная отдача (по сравнению с обычной скважиной) будет меньше, чем на севере, но достаточной, чтобы быть оправданной с точки зрения дополнительной добычи и извлечения.

Вторая горизонтальная скважина (скважина Тухуа-4) затем будет размещен в северном районе. Было решено разместить скважину в районе, расположенном между обычными скважинами, скважинами Puketai-IV и Tuhua-3D, по следующим причинам.

1. Эта часть пласта имеет относительно низкую плотность залегания скважин.

2. Должна быть возможность просверлить горизонтальный участок длиной 985 футов, прежде чем высверливать конструкцию.

3. Близость и хорошая корреляция между скважинами Pukemai-1B и Tuhua-3D обеспечили хороший структурный контроль.

4. Уэллс Пукемай-ИБ и особенно изначально Tuhua-3D демонстрировал хорошие производственные характеристики. На оставшихся двух скважинах в северном районе, Wells Tuhua-land Tuhua2B, наблюдалось неконтролируемо высокое давление, и в конечном итоге они были закрыты. Недавно у Pukemai-1B возникли проблемы с производством воды, и она была закрыта.

Из-за больших углов наклона пласта Макки обе горизонтальные скважины были пробурены в основании пласта Макки. Скважина Макки-12 пробурила горизонтальный участок протяженностью 1194 фута; скважина Тухуа-4 пробурила горизонтальный участок протяженностью 1073 фута. Скважина Макки-12 обнажилась 1686 футов вдоль отверстия резервуаров и Тухуа-4 находился в горизонтальном положении перед входом в резервуар и обнажил 636 футов пластового песка.

Было подсчитано, что при тщательном размещении скважины в этом коллекторе со сложной геологией можно было бы получить участок длиной около 985 футов. Скважина Макки-12 достигла участка длиной 1194 фута перед бурением в песке; скважина Тухуа-4, скважина северного участка, была пробурена после 636 футов (528 футов было перфорировано) горизонтального участка.

По результатам показателей работы горизонтальных скважин по сравнению с обычными скважинами в центральной и северной зонах видно, что хотя первоначальные показатели были самыми высокими, достигнутыми в соответствующих частях месторождения, они оказались ниже, чем ожидалось, и прорыв газа произошел гораздо раньше, чем в обычных скважинах. Кроме того, на скважине Макки-12 произошел немедленный высокий уровень обводнения, что также привело к более низкой, чем ожидалось, производительности скважины.

1. В геологически сложном коллекторе Макки были успешно пробурены две горизонтальные скважины. Первоначальные значения были близки к прогнозируемым для горизонтальных скважин.

2. Были предприняты шаги для обеспечения оптимального завершения: петрофизический каротаж для выявления зон трещиноватости, цементирование облицовки для обеспечения изоляции и выборочная перфорация.

3. Несмотря на меры предосторожности, ранний прорыв газа и последующие проблемы с добычей газа привели к тому, что темпы добычи нефти и конечные показатели извлечения оказались ниже ожидаемых. Кроме того, производство воды в одной скважине, скважине Макки-12, уровень выше, чем в любой другой скважине.

4. Текущая и прогнозируемая в будущем производительность горизонтальных скважин исключает дальнейшее горизонтальное бурение в северной части коллектора Макки.

1.1 Состояние теоретических и экспериментальных исследований

В соответствии с хронологией изучения данного вопроса произведем сначала обзор работ, опубликованных в бывшем СССР по тематике, связанной с горизонтальными скважинами.

Изучению разнообразных эксплуатационных параметров ГС посвящен широкий круг исследований [6,8,15,16,17,18,19,20,21,22 и др.]. Ряд теоретических и экспериментальных работ посвящен вопросам установившегося и неустойчивого притока флюидов к горизонтальным скважинам. Остановимся на некоторых результатах основных исследований.

Одной из первых работ по определению производительности горизонтальных нефтяных скважин является работа И.А.Чарного о притоке несжимаемой жидкости к горизонтальному стволу, асимметрично расположенному относительно контуров питания с расстояниями R_{k1} , R_{k2} и контурными давлениями P_{k1} , P_{k2} соответственно. При условиях, что расстояние от скважины до границы пласта H больше или равно толщине h , т.е. $H \geq h$. Для случая, когда горизонтальный ствол расположен симметрично контура питания, И.А.Чарным получено следующее выражение для определения дебита ГС [23,24]:

$$Q = \frac{2\pi k(P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} \right]} \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта, P_k , P_c – давление на контуре питания и на забое скважины; μ – вязкость нефти; H – расстояние от скважины до границы пласта; h – толщина пласта; R_c – радиус скважины.

Позднее А.М.Пирвердян изучил аналогичную задачу для случая, когда одна из границ закрыта (непроницаема), например, при $R_k = R_{k1}$, а на второй границе $R_k = R_{k2}$ задано давление P_{k2} . С учетом данного условия приток нефти к горизонтальному стволу представлен в виде [25]:

$$Q = \frac{2\pi k(P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{2\pi k}{h} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{1 - \cos \frac{\pi(2a - R_c)}{h}} \right]} \quad (2)$$

где a – расстояние от оси горизонтального ствола до кровли или подошвы пласта. При симметричном расположении горизонтального ствола по толщине $a = h/2$.

Теоретические исследования И.А.Чарного и А.М.Пирвердяна посвящены вопросам притока жидкости к горизонтальным скважинам бесконечной длины в пластах конечной толщины. Если использовать эти формулы для определения дебита горизонтальных скважин конечной протяженности, то результат будет заниженным, причем ошибка при разных длинах скважин и толщинах пласта не поддается строгому определению. Кроме того, полученные формулы пригодны

только для полосообразной залежи.

Возможность получения решения притока нефти путем разделения потока на две зоны в горизонтальной и вертикальной плоскостях использована и в работе S.D.Joshi [26,27]. При симметричном расположении горизонтального ствола по толщине формула для определения дебита предложена в виде:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\ln \left(A + \frac{\sqrt{A^2 - (L_r/2)^2}}{L_r/2} \right) + \frac{h}{L_r} \ln \frac{h}{2R_c} \right]}, \quad (3)$$

где B – объемный коэффициент нефти; L_r – длина горизонтального участка ствола; $L_r > h$ и $L_r/2 < 0,9R_k$.

A – половина большой оси эллипса, принятого как форма зоны дренирования горизонтальной скважиной, определяемая по формуле:

$$A = \frac{L_r}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L_r} \right)^4} \right]^{0,5} \quad (4)$$

При $L_r < h$ для определения дебита нефти более точной является формула G.I.Renald и J.M. Dupug, имеющая вид:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\cos h^{-1}(X) + \frac{h}{L_r} \ln \frac{h}{2\pi R_c} \right]}, \quad (5)$$

где $X=24A/L_r$.

В работах З.С.Алиева и др. предложены формулы для определения дебита нефтяной горизонтальной скважины полностью вскрывшей полосообразные однородные изотропные и анизотропные пласты. По этому методу допускается, что область фильтрации состоит из двух зон, в первой из которых толщина пласта считается функцией радиуса, т.е. $h=h(r)$ и изменяется согласно параболе. При принятых условиях дебит нефти горизонтальной скважины, вскрывшей изотропный пласт предлагается определить по формуле [16,17,18]:

$$Q = \frac{kL_r\Delta P}{\mu B} \frac{1}{\left[1 + \frac{2R_c}{h-2R_c} \ln \frac{2R_c}{h} \right] + \frac{R_k - (h-2R_c)}{2h}} \quad (6)$$

В случае, если ствол горизонтальной скважины расположен ассиметрично по толщине, то дебит скважины будет определяться суммой дебитов из верхней и нижней зон, по формуле:

$$Q = \frac{kL_r\Delta P}{\mu B} \frac{1}{\frac{2}{h_1} \left[h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{h_1 + R_c} \right] + \frac{R_k - h_1}{(h_1 + R_c)} + \frac{2}{h_2} \left[h_2 + R_c \ln \frac{R_c}{h_2 + R_c} \right] + \frac{R_k - h_2}{(h_2 + R_c)}} \quad (7)$$

где $h_1 = (h-h_2) - R_c$ – толщина пласта i – й зоны за вычетом радиуса скважины. Соответственно для анизотропного пласта, с учетом параметра анизотропии дебит нефти определяется по формуле:

$$Q = \frac{2kL_r\Delta P}{\mu B} \frac{1}{\left[\frac{1}{\vartheta h_i} \left(\vartheta h_i + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + \vartheta h_i} \right) \right] + \frac{R_c - \vartheta h_i}{R_c + \vartheta h_i}}, \quad (8)$$

где ν - параметр анизотропии, определяемый из равенства:

$$\vartheta = \sqrt{k_{\text{вер}}/k_{\text{пор}}}.$$

Задача о течении жидкости к скважине конечной длины в неограниченном пространстве и к скважине, произвольно расположенной в полупространстве, а также к системе подобных скважин, решена П.Я.Полубариновой-Кочиной [28]. Результаты этих исследований правомочны лишь для случая, когда мощность пласта во много раз превосходит длину ствола скважины, в противном же случае полученными формулами пользоваться нельзя.

Задача об установившемся притоке жидкости к горизонтальным и наклонным скважинам решалась также и экспериментально. Наибольший интерес в этом направлении представляет работа В.И.Шурова, которая проводилась на электролитической модели. В основу обработки результатов экспериментов положена формула Дюпюи, в знаменатель которой вводится слагаемое в виде дополнительного параметра «С», характеризующего величину гидродинамического совершенства скважины. Величина параметра «С» определяется путем сравнения дебитов горизонтальных и наклонных скважин с дебитом вертикальных скважин для различных значений длин, диаметров скважин, мощностей пласта и углов наклона стволов в пласте. Величина параметра «С» имеет отрицательное значение. Это указывает на то, что дебит наклонных и горизонтальных скважин при прочих равных условиях выше дебита вертикальных скважин. Результаты сведены в таблицы, на основании которых построены графики. Однако строгая аналитическая зависимость получена не была. Для каждого конкретного случая требуется своя таблица или серия графиков, на основе которых можно производить расчеты. В этом заключается основной недостаток работы В.И.Шурова [29].

Формулы, полученные В.П. Меркуловым [30] являются полуэмпирическими. Они не требуют для расчета дебитов использования каких-либо графиков или таблиц. Однако здесь имеются определенные пределы применимости, найденные на основе экспериментальных данных. Судить о погрешностях расчетов, проводимых по предложенным формулам в неустановленных пределах невозможно.

В работах американских исследователей получены результаты, аналогичные результатам работ В.И.Шурова и В.П.Меркулова, хотя проводились они намного позже.

В работе Ю.П. Борисова и др. [6] для однородного и слоистого пластов, когда проницаемость в вертикальном направлении равна нулю, а в

горизонтальном $K=const$, при жестком водонапорном режиме получены аналитические зависимости для определения притока жидкости к одиночным горизонтальным скважинам конечной длины, к наклонным и многозбойным скважинам и к их системам в круговой и полосовой залежах [31,32].

При решении этих задач использован метод фильтрационных сопротивлений. Сравнение результатов расчетов с результатами электролитического моделирования показали удовлетворительное совпадение [33].

Кроме того, в [6] предложена общая гидродинамическая теория притока однородной жидкости в горизонтальном бесконечном пласте постоянной толщины. При решении был использован метод построения ньютоновского потенциала точечного источника, действующего в пласте ограниченной толщины. Однако, решения, полученные в строгой аналитической постановке очень сложны и затруднительны для использования даже с учетом возможностей вычислительной техники. Отсутствие численных результатов по точным формулам не позволило оценить надежность предложенных приближенных решений.

В работе Г.А.Разумова [34] приводится исследование горизонтальных скважин конечной длины и их радиальных систем в условиях водоносного напорного пласта ограниченной мощности с прямолинейным контуром питания.

При выводе приближенных расчетных формул производится замена теоретического линейного стока с постоянной по длине интенсивностью q – “фильтром”, имеющим форму ближайшего к скважине эквипотенциала в виде эллипсоида вращения. Такой способ для горизонтальных скважин применяет П.Я.Полубаринова-Кочина [28], а до нее применял Н.К.Гирицкий – для вертикальных скважин. Переход от воображаемого фильтра-эквапотенциала к реальной трубчатой скважине с радиусом $r=r_c$ можно выполнить, приравнявая площади водоприемной поверхности эллипсоида с малой полуосью “b” и цилиндра равной длины $b=1,415r_c$.

Вопросы притока жидкости к горизонтальной совершенной скважине с учетом влияния контура питания, проницаемости подошвы пласта, местоположения фильтра относительно его кровли и нестационарности фильтрации исследованы в работах М.А.Гусейнзаде.

В работе [35] указано, что применительно к горизонтальным скважинам учет анизотропии пласта должен быть обязательным. Дело в том, что, как правило, проницаемость по вертикали меньше горизонтальной. И если для вертикальных совершенных скважин анизотропия пласта абсолютно никакого влияния на приток не оказывает, то при горизонтальных скважинах влияние анизотропии становится весьма существенным. Качественно ясно, что анизотропия пласта снижает эффективность продольного его вскрытия. На основании сказанного в указанной работе проведены исследования притока жидкости к продольным по пласту (наклонным, горизонтальным) скважинам при различных режимах фильтрации.

Отсутствие точных аналитических решений существенно затрудняет задачу установления применимости существующих приближенных решений в различных условиях.

С учетом сказанного, в работе [11] предлагается точное аналитическое решение уравнения трехмерной фильтрации жидкости для определения производительности горизонтальных скважин. Предполагается, что однородный по проницаемости ограниченный плоскообразный пласт, имеющий произвольную толщину, вскрыт горизонтальной скважиной с длиной фильтра η и эксплуатируется с постоянным равномерно распределенным по этой длине дебитом q . Кровля и подошва пласта считаются непроницаемыми. Исследуемый пласт имеет контур питания, на котором поддерживается постоянное давление. Кроме того, предполагается, что скважина может быть заменена линейным источником, расположенным по ее оси. Для решения задачи применено конечное интегральное преобразование Фурье. По полученным формулам для симметричного и несимметричного размещения горизонтальной скважины произведены многовариантные расчеты. При этом изучено влияние на фильтрационное сопротивление места, степени и симметричности вскрытия горизонтальной скважиной однородного, по коллекторским свойствам, пласта. Далее, эта же задача обобщена на предмет учета анизотропии пласта по проницаемости.

Вопросы эксплуатации горизонтальных скважин при притоке газа исследованы в работах [16,17,18]. В этой работе указывается, что при одной и той же депрессии на пласт дебиты горизонтальных скважин в несколько раз превышают производительность вертикальных за счет увеличенного интервала притока газа. Поэтому, для наиболее точного обоснования технологического режима работы горизонтальных скважин необходимо учитывать квадратичный закон фильтрации газа, в противном же случае могут возникнуть существенные ошибки в определении показателей их работы.

Далее рассматривается приближенный способ схематизации процесса притока газа к скважинам [36]. При этом в призабойной зоне горизонтальной скважины, принимается гиперболическая или параболическая зависимость между толщиной пласта и расстоянием от скважины и используется уравнение одномерной нелинейной фильтрации газа в пласте с переменной толщиной, а за пределами этой зоны рассматривается плоскопараллельная фильтрация. Такой способ схематизации притока газа к горизонтальному стволу в условиях квадратичного закона фильтрации позволяет получить простые аналитические решения задач, связанные с определением показателей работы скважин.

Сравнение результатов расчетов по предлагаемому методу с результатами численного моделирования трехмерной нестационарной фильтрации газа, показало их достаточно хорошую сходимость. Было показано, в частности, что определение дебита скважины с использованием предложенного подхода может быть осуществлено с погрешностью, не превышающей 4%.

За последнее время за рубежом опубликовано значительное число работ, связанных с вопросами эксплуатации месторождений, в основном нефтяных, горизонтальными скважинами.

В этих публикациях большинство авторов использовали результаты и выводы, полученные советскими учеными Ю.П.Борисовым, В.П.Пилатовским и др. К числу таких работ относятся исследования Д.К.Боду, С.Д.Дожоши, Ж.Комба, А.С.Оде, Д.Спармина, Р.Хагена, Ф.Е.Кучука, А.Е.Роза, Р.Рагавана, Д.Е.Вилкинсона, Е.Озкана и др., которые предложили различные методы аналитического и численного решений задач двух и трехмерной неустановившейся фильтрации сжимаемой жидкости для определения производительности и интерпретации результатов исследования горизонтальных скважин [37-49].

В работе [22,50] представлено аналитическое решение задач о падении и восстановлении давления в горизонтальной скважине. Трехмерное уравнение движения решено методом интегральных преобразований. Для малого, промежуточного и большого значений времени, где на кривых изменения давления имеются прямолинейные участки, даны упрощенные формулы относительно давления. Обоснованность метода демонстрируется сравнением результатов численного моделирования с аналогичным аналитическим решением. Рекомендованный для анализа падения и восстановления давления метод иллюстрируется практическими примерами. Метод позволяет определять характеристики пласта, включая проницаемость, скин-фактор и расстояние до границ.

Исследование специальных режимов течения в процессе неустановившегося притока к горизонтальной скважине было объектом значительного числа работ в современной литературе. Например, это сделано для месторождения Бомбей [51], где одновременно измерение падения давления и дебита сделало возможным идентификацию режимов псевдо-радиального течения в раннее и позднее время, также линейного течения в переходный период.

Анализ этих последовательных режимов течения позволяет произвести оценки проницаемости анизотропного пласта и скин-фактора. Уточненные параметры, полученные для промыслового примера, сравниваются с результатами обширных обычных исследований для той же горизонтальной скважины.

Обнаруживающееся хорошее согласие для горизонтальной проницаемости, увеличивает доверительный уровень для таких параметров, как вертикальная проницаемость и фактический скин-фактор.

В [52] дана математическая модель для расчета давления в бесконечно проводящей горизонтальной скважине. При этом приняты следующие предположения: пласт является горизонтальным, однородным и имеет постоянную горизонтальную и вертикальную проницаемость, продукция поступает через скважину, представленную I-линейным источником, режим фильтрации неустановившийся, пласт ограничен верхней и нижней

непроницаемыми границами, давление на бесконечно удаленном расстоянии от скважины остается постоянным и равным начальному значению. Аналитическое решение находится с применением «теории мгновенного источника» и функции Грина.

Работа [51] посвящена анализу восстановления давления для горизонтальных скважин в реальном трещиноватом пласте. Сочетание аналитического и численного методов использовалось для проведения последовательной интерпретации результатов анализа скважин, учитывая возможную двойную пористость пласта.

В [53] дан метод интерпретации результатов исследования горизонтальных скважин на неустановившемся режиме (на примере месторождения Прудю-Бей США). Сложная геометрия потока в горизонтальной скважине затрудняет анализ кривых восстановления давления (КВД). Особенность заключается в том, что определение параметров по данным о давлении и дебите за короткое время исследования невозможно. Необходимо получить приток к забою и добиться притока под давлением, а затем снять КВД, что позволит определить параметры точно.

Работа [54] представляет результаты и представительный набор данных нестационарного исследования горизонтальной скважины на площади месторождения Остин Чок (США). Набор данных показывает возможность радиального течения в ранний период времени, сильно искаженного сторидж эффектом (накоплением жидкости в стволе скважины). Затем следует хорошо проявленный период линейного притока. Данные интерпретированы в терминах псевдостационарной модели с двойной пористостью и определен диапазон изменения проницаемости трещин, объем пор и величина коэффициента перетока.

Уравнение в частных производных, описывающее фильтрации жидкости в пористой среде к горизонтальной скважине, очень сложное. В работе [37,38] предложено его решение для залежи. Решение получено методом разделения переменных. Медленная сходимость полученного решения преодолевается использованием определенных упрощающих формул. Сложное решение сведено к форме, удобной для вычисления продуктивности. Вид полученного для нее выражения идентичен хорошо известному выражению для вертикальной скважины.

Предлагаются простые формулы для определения двух параметров:

- 1) геометрического фактора, связанного с анизотропией по проницаемости, расположением скважины и относительными размерами дренируемого объема;
- 2) скин-фактора, вызванного неполнотой вскрытия и связанного длиной скважины.

Получено достаточно общее решение, не являющееся все же точным, для наиболее распространенных случаев ошибка не превышает 3%.

В [39,42,55,56] приводится анализ изменения давления в горизонтальной скважине или ответвлении вертикальной скважины в сравнении с вертикальной

трещиной, полностью вскрывающей залежь. Рассмотрены два вида граничных условий на скважине: постоянный приток и бесконечная проводимость. Получены аналитические выражения и зависимости для псевдо-скинфактора.

В работе [48] указывается, что анализы кривых восстановления давления в скважине с горизонтальным стволом при неустановившемся режиме должны проводиться с учетом измеренных профилей притока, что позволяет оценить эффективную длину горизонтального ствола и уточнить параметры, характеризующие коллекторские свойства. На конкретном промышленном примере демонстрируются трудности, возникающие при интерпретации данных о восстановлении давления при неустановившемся режиме в скважине с горизонтальным стволом при неизменных граничных условиях. Отметим, что кроме вышеупомянутых статей зарубежных авторов, в западных нефтяных журналах имеется еще немало работ, посвященных решению как прямых, так и обратных задач, связанных с горизонтальными скважинами.

Позднее различными исследователями (В.Г.Григулецкий, Б.А.Никитин, А.П.Телков, В.Д.Лысенко, S.D.Joshi, F.M.Giger и др.) на основе различных моделей притока были получены и предложены достаточно простые аналитические выражения для оценки дебитов одиночных ГС, расположенных в центре однородных пластов с эллиптическим, круговым и полособразным контурами питания.

В работах [22,57] М.Н.Велиева рассмотрены вопросы притока жидкости к батарее ГС в трехмерной области. Для случая, когда в батарее число скважин произвольное, задача решена в точной постановке и получены аналитические зависимости в очень удобном виде для проведения гидродинамических расчетов. Изучена интерференция вертикальных и горизонтальных скважин. Решена задача: когда в пласте эксплуатируются одновременно вертикальная и горизонтальная скважины. Изучено влияния расстояния между скважинами на производительность скважин.

Мы же в своем обзоре коснулись лишь наиболее важных, на наш взгляд, исследований.

Результаты и обсуждение. Подытоживая проделанный обзор можно отметить следующее:

– горизонтальные скважины являются самой интересной темой, обсуждаемой в нефтяной промышленности в наши дни и, обладают определенными преимуществами по сравнению с вертикальными скважинами, по таким параметрам как пересечение с большим числом разломов, эффективность охвата коллектора и ускорение увеличения нефтедобычи;

– продуктивность горизонтальной скважины в однородных нетрещиноватых пластах с однофазной фильтрацией выше продуктивности вертикальной скважины, полностью вскрывшей этот пласт, если длина горизонтального ствола больше, чем

$$h \cdot \sqrt{\frac{K_z}{K_v}}$$

где h - толщина пласта, м; K_z и K_v – соответственно горизонтальная и вертикальная проницаемость пласта, мкм;

– горизонтальные скважины, пробуренные в однородном естественно-трещиноватом пласте с довольно высокой проводимостью системы трещин, не обеспечивают повышенной нефтеотдачи и даже ускоренного отбора запасов;

– горизонтальные скважины способны обеспечить повышенную конечную нефтеотдачу при реализации линейного режима заводнения, а также в случае приконтурного кольцевого заводнения [58];

– в условиях проявления эффекта образования конусов воды или газа горизонтальные скважины обеспечивают гораздо более высокую накопленную добычу (как минимум в 3-4 раза).

– в многофазных системах уравнения для коэффициентов продуктивности горизонтальных и вертикальных скважин могут использоваться лишь для оценки отношения этих коэффициентов [59];

– в однородных коллекторах, работающих на истощение, горизонтальные скважины в малопроницаемых коллекторах обеспечивают как более высокие дебиты, так и значительное увеличение нефтеотдачи, а в высокопроницаемых скважинах существенное повышение отбора нефти при умеренном увеличении конечной нефтеотдачи;

– повышенная продуктивность при одном и том же темпе отбора позволяет поддерживать пониженную депрессию на пласт, способствуя уменьшению добычи воды или газа, а также существенно снижать выпадение газового конденсата из газа в прискваженной зоне на газоконденсатных месторождениях;

– в коллекторах с естественной вертикальной трещиноватостью, извлекаемый объем нефти увеличивается с ростом протяженности горизонтального ствола в направлении перпендикулярном к ориентации системы трещин, при одновременном уменьшении продолжительности эксплуатации;

– сокращение длины горизонтального ствола или его расположение параллельно системе трещин приводит к более значительному снижению нефтеотдачи при уменьшении проницаемости скелета трещиноватой породы;

– при разработке однородных коллекторов заводнением горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами добыча нефти заметно ускоряется [60]. На протяжении всего периода эксплуатации накопленная добыча нефти всегда больше, чем при разработке вертикальными скважинами, однако обводненность продукции оказывается более высокой. Поэтому, рентабельность использования этого способа разработки может оказаться зависимой от дополнительных затрат.

Даже этот, далеко не полный перечень результатов гидродинамических исследований притока флюидов к горизонтальным скважинам, свидетельствует о том, что использование горизонтальных скважин является не только средством повышения производительности скважин, но может быть важнейшей составной частью новых систем разработки месторождений

(особенно низкопродуктивных), позволяющей существенно повысить конечные коэффициенты нефтеотдачи и сократить сроки разработки месторождений. Поэтому, не случайно в последние годы в США, России, Канаде и др. странах защищены десятки патентов на системы разработки углеводородсодержащих месторождений, использующих как собственные возможности горизонтальных скважин, так и в их сочетании с традиционными методами воздействия на пласты (заводнение, термические методы, волновое воздействие, и др. физико-химические методы). Сравнительный анализ, в среднем, экономических показателей строительства и эксплуатации горизонтальных и вертикальных скважин выявил, что [9-11,61-76]:

- дебиты ГС увеличились от 2,5 (Россия) до 3-4 раз (США, Канада);
- стоимость строительства от 1,1 – 1,3 (США, Канада) до 2 раз (Россия) и выше;
- технологическая эффективность составляет от 50% (Россия) до 90% (США, Канада);
- показатель прибыли от внедрения ГС составил 50% (Россия), 160% (США), 186% (Канада).

К настоящему времени в мире пробурено более 26000 ГС, более 1300 – в России, в том числе половина из них – в Татарстане и Башкортостане.

В Казахстане бурение и освоение ГС является перспективным направлением и имеется несколько месторождений, где пробурены ГС.

На полуострове Мангышлак [77] выявлено более 30 месторождений, содержащих промышленные запасы нефти. Наиболее крупное из них – Узень содержит 75% всех запасов нефти полуострова. Месторождение было открыто в декабре 1961 года, а в промышленной разработке находится с 1965 года. В разрезе месторождения выделено 25 продуктивных горизонтов (I-XXV). Продуктивные горизонты представлены частым переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пластов. Горизонты I-XII мелового возраста – газоносны, XIII-XVIII горизонты верхнее и средне-юрского возраста представляют собой основной (>90%) этаж нефтегазоносности месторождения. На отдельных участках нефтегазоносны XIX-XXV горизонты нижнеюрского возраста.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонтов (пластов) изменяется в пределах 7-22м. Вязкость нефти <10МПа*с, значения проницаемостей изменяются в широких пределах от 0,01-2 мкм². Коллекторы относятся к поровому типу. Запасы нефти 1,054 млрд. тонн. Более 60% начальных балансовых запасов нефти сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах и относятся к категории трудноизвлекаемых (таблица 1).

Накопленная добыча более 300 млн. тонн. Несмотря на длительное время разработки месторождения, степень использования запасов не превышает значения 0,32.

Таблица 1 – Перечень эксплуатационных объектов месторождений рекомендуемых для внедрения горизонтальных скважин

№	Залежь	Эффективная толщина, м		Расчлененность, Kp		Проницаемость, mkm^2		Начальные балансовые запасы, тыс.т
		h	$Гран.$	Kp	$Гран.$	K	$Гран.$	
1	XIII	7,8	h min >3 m	6,3	Kb>3	0,194	Более 60% начальных балансовых запасов нефти сосредоточены в низкопроницаемых ($K \leq 0,1 mkm^2$) коллекторах	225,5
2	XIV	18		9,1		0,247		426,5
3	XV	11,5		5,0		0,179		136,6
4	XVI	13,8		3,2		0,215		101,6
5	XVII	21,1		4,5		0,276		81,7
6	XVIII	5,7		4,0		0,179		26,3
Итого:								998,2

Таким образом, установлено, что месторождения Атырауской области и низкопроницаемые нефтяные зоны месторождения Узень являются перспективными объектами для бурения горизонтальных скважин.

Отметим, что в условиях современного научно-технического прогресса, когда повысилась техническая возможность бурения глубоких и сверхглубоких скважин, появилась реальная возможность вовлечения в разработку месторождений, залегающих на больших глубинах. Это приводит к настоятельной необходимости всестороннего исследования процессов течения пластовых флюидов и построения расчетных схем разработки глубокозалегающих коллекторов (характеризующихся высокими пластовыми давлениями, трещиноватостью и деформируемостью) с учетом изменений физических свойств.

Однако, в глубокозалегающих коллекторах, изменение внутривещного давления в процессе эксплуатации нередко приводит к тому, что разность горного и внутривещного давлений достигает величин, достаточных для деформации скелета многих пород, сокращения числа и диаметра открытых пор, что приводит к существенному изменению емкостных и фильтрационных характеристик пород коллекторов [11,78,79,80,81,82 и др]. Естественно, надо ожидать, что в этих условиях характер притока флюидов к горизонтальным скважинам будет отличаться для такового в коллекторах, залегающих на небольших глубинах. В связи с этим назрела необходимость в развитии моделирования фильтрационных процессов в условиях разработки горизонтальными скважинами глубокозалегающих месторождений, сложенных трещиноватыми и деформируемыми породами.

С перечнем работ, посвящённых применению горизонтальных скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений, можно ознакомиться в работах [10, 83-89].

Выводы по разделу 1

На базе анализа результатов гидродинамических исследований притока флюидов к горизонтальным скважинам, проведенных различными авторами, в дан обобщенный перечень основных преимуществ, позволяющих рассматривать использование горизонтальных скважин как способ повышения рентабельности систем разработки нефтяных и газовых месторождений.

На примере установлено, что месторождения Атырауской области и низко проницаемые нефтяные зоны месторождения Узень, являются перспективными объектами для бурения горизонтальных скважин.

Показана необходимость развития моделирования фильтрационных процессов в условиях разработки горизонтальными скважинами и глубокозалегающих месторождений, сложенных трещиноватыми и деформируемыми породами.

2 Моделирование притока жидкости к горизонтальным скважинам в пластах с деформируемыми коллекторами

2.1 Неизотермическая стационарная фильтрация однофазной жидкости к горизонтальной скважине в деформируемом пласте

При разработке глубокозалегающих месторождений, характеризующихся высокими пластовыми давлениями и температурами, скелет породы продуктивного коллектора подвергается значительным нагрузкам при снижении пластового давления, т.к. горное давление остается неизменным, а эффективное давление растет.

Скважины подобных месторождений могут эксплуатироваться при больших депрессиях, что обуславливает существенное изменение физических свойств, как коллектора, так и флюида в зависимости от давления. С другой стороны, ввод в эксплуатацию залежей и нарушение гидродинамического равновесного состояния пластовой системы приводит к изменению их термодинамического равновесия. В результате, фильтрующаяся в пласте нефть, приобретает температуру самого пласта.

Таким образом, возникает необходимость в одновременном учете влияния изменения давления и температуры на приток нефти к горизонтальной скважине, определении фильтрационных параметров пласта и других технологических показателях процесса разработки.

2.1.1 Постановка задачи и ее решение

Решаемую задачу сформулируем следующим образом: считая режим фильтрации стационарным, определить приток жидкости к горизонтальной скважине, расположенной параллельно относительно непроницаемых кровли и подошвы конечного изотропного пласта с деформируемым коллектором на расстоянии Z_0 выше подошвы. На контуре пласта поддерживается постоянное давление. Жидкость слабо сжимаемая, фильтрация жидкости подчиняется закону Дарси. Заменим горизонтальный участок ствола скважины горизонтальным линейным стоком такой же длины, состоящим из точечных стоков с постоянной интенсивностью (плотность расхода) $q=Q/l$, где Q – дебит горизонтальной скважины. Тогда, распределение давления в любой точке пласта будет аналогично работе [22] определяется по следующей формуле:

$$\Phi(x, y, z) = \frac{\mu_n Q}{2\pi k_{nl} h \rho_{nl}} \left[\ln \frac{R_k}{r} + 2 \sum_{\sigma=1}^{\infty} K_0 \left(\frac{\sigma \pi}{h} r \right) \cos \frac{\sigma \pi z}{h} \cdot \cos \frac{\sigma \pi z_0}{h} \right], \quad (9)$$

где

$$\Phi(x, y, z) = \int_{P_k}^P \frac{\bar{K}(P, T) \cdot \bar{\rho}(P, T)}{\bar{\mu}(P, T)} dP, \quad (10)$$

$$\bar{K}(P,T) = \frac{K(P,T)}{K_{nl}}, \quad \bar{\rho}(P,T) = \frac{\rho(P,T)}{\rho_{nl}}, \quad \bar{\mu}(P,T) = \frac{\mu(P,T)}{\mu_{nl}} - \text{соответственно,}$$

безразмерное значение проницаемости пласта, плотность и вязкость нефти; K_{nl}, ρ, μ – значение этих параметров при первоначальном пластовом давлении и температуре; P, T – соответственно давление и температура; $K_o(\frac{\sigma\pi r}{h})$ – функция Бесселя мнимого аргумента второго рода нулевого порядка.

Принимая зависимость температуры пластовой системы от перепада давления, в первом приближении она определяется термодинамическим уравнением дроссельного эффекта [90]:

$$\Delta T = \varepsilon \Delta P, \quad (11)$$

где $\Delta T = T - T_{nl}$, $\Delta P = P_{nl} - P$; P_{nl} и T_{nl} – соответственно пластовое давление и температура; ε – коэффициент Джоуля-Томсона.

Следуя выводам работы [11] из (9) вытекает, что массовый дебит горизонтальной скважины определяется по формуле:

$$Q = \frac{2\pi K_{nl} h \rho_{nl}}{\mu_{nl}} \cdot \frac{\Phi_k - \Phi_c}{\ln \frac{\pi R_k}{l} + \frac{h}{l} \ln \left(\frac{h}{2\pi R_c} \cdot \frac{1}{\sin \frac{\pi z_o}{h}} \right)}, \quad (12)$$

где R_k и R_c – соответственно радиусы контура питания и скважины.

Принимая, что $\bar{K}(P,T) = \exp(-\alpha_k \Delta P)$, $\bar{\rho}(P,T) = \exp(-\alpha_\rho \Delta P)$, $\bar{\mu}(P,T) = \exp(-\alpha_\mu \Delta P)$ [90] выражение (12) с учетом (10) приводим к виду:

$$Q_\beta = \Omega \frac{\exp(\beta \Delta P_k) - 1}{\beta}, \quad (13)$$

$$\text{где } \Omega = \frac{2\pi K_{nl} \rho_{nl} h}{\mu_{nl}} \cdot \frac{1}{\ln \frac{\pi R_k}{l} + \frac{h}{l} \ln \left(\frac{h}{2\pi R_c} \cdot \frac{1}{\sin \frac{\pi Z_o}{h}} \right)}$$

$$\beta = \alpha_\mu - \alpha_k - \alpha_\rho, \quad \alpha_\mu = \alpha_\mu^P + \varepsilon \alpha_\mu^T, \quad \alpha_\rho = \alpha_\rho^P + \varepsilon \alpha_\rho^T, \quad \frac{Q_\beta}{Q_0} = \frac{\exp(\beta \Delta P_k) - 1}{\beta \Delta P_k};$$

$\alpha_k^P, \alpha_\mu^P, \alpha_\rho^P$ и $\alpha_k^T, \alpha_\mu^T, \alpha_\rho^T$ – соответственно коэффициенты, учитывающие изменения проницаемости пласта и вязкости и плотности жидкости в зависимости от изменения давления и температуры.

Относительная разность между притоком к горизонтальной скважине, с учетом изменения указанных параметров в зависимости от эффективного давления и температуры пласта без учета этого изменения составляет величину:

$$\frac{Q_0 - Q_\beta}{Q_0} = \left[1 + \frac{1 - \exp(\beta \Delta P_\kappa)}{\beta \Delta P_\kappa} \right] \cdot 100\%, \quad (14)$$

где $Q_0 = \Omega \cdot \Delta P_\kappa$

Из выражения (14) следует, что дебит эксплуатационной скважины в деформируемом пласте меньше дебита скважины в недеформируемом пласте притом же переходе давления и прочих равных характеристиках пласта.

Из формулы (13) в изотермическом и неизотермическом случаях в условиях деформируемого пласта соответственно получим следующие формулы:

$$Q_{\beta_1} = \Omega \frac{\exp(\beta_1 \Delta P_\kappa) - 1}{\beta_1}, \quad (15)$$

$$Q_{\beta_2} = \Omega \frac{\exp(\beta_2 \Delta P_\kappa) - 1}{\beta_2}, \quad (16)$$

где $\beta_1 = \alpha_\mu^P - \alpha_\kappa^P - \alpha_\rho^P$, $\beta_2 = (\alpha_\mu^T - \alpha_\kappa^T - \alpha_\rho^T) \cdot \varepsilon$

Для проведения расчетов по формулам (13) – (16) принимаем следующие соотношения:

$$\frac{Q_\beta}{Q_0} = \frac{\exp(\beta \Delta P_\kappa) - 1}{\beta \Delta P_\kappa}, \quad (17)$$

$$\frac{Q_{\beta_1}}{Q_0} = \frac{\exp(\beta_1 \Delta P_\kappa) - 1}{\beta_1 \Delta P_\kappa} \quad (18)$$

$$\frac{Q_{\beta_2}}{Q_0} = \frac{\exp(\beta_2 \Delta P_\kappa) - 1}{\beta_2 \Delta P_\kappa}, \quad (19)$$

По полученным формулам (17) – (19) на основе следующих выбранных исходных данных были осуществлены расчеты, результаты которых приведены на графике.

Исходные данные

$$R_k = 10 \text{ м}^3, R_c = 0,1 \text{ м}, K_0 = 0,4 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2;$$

$$\mu_0 = 0,28 \cdot 10^{-9} \text{ мПа} \cdot \text{с}, m_0 = 0,13;$$

$$v_p = 9,5 \cdot 10^{-3} 1/\text{МПа}, v_m = 37 \cdot 10^{-3} 1/\text{C}^0;$$

$$\alpha_p = 16 \cdot 10^{-3} 1/\text{МПа}, \alpha_m = 3 \cdot 10^{-3} 1/\text{C}^0;$$

$$\gamma_p = 180 \cdot 10^{-3} 1/\text{МПа}, \gamma_m = 5,5 \cdot 10^{-3} 1/\text{C}^0;$$

$$\varepsilon = 2,25 \text{ C}^0/\text{МПа};$$

$$\Delta P = [10; 20; 30; 40; 50] \text{ Мпа.}$$

На рисунке 1 представлены кривые изменения отношений дебитов скважины в зависимости от изменения перепада давления для случаев учета неизотермичности и изотермичности процесса фильтрации жидкости.

Как видно из графиков влияние изменения физических свойств нефти и коллектора в зависимости как от давления, так и от температуры на определение дебита скважины может быть значительным.

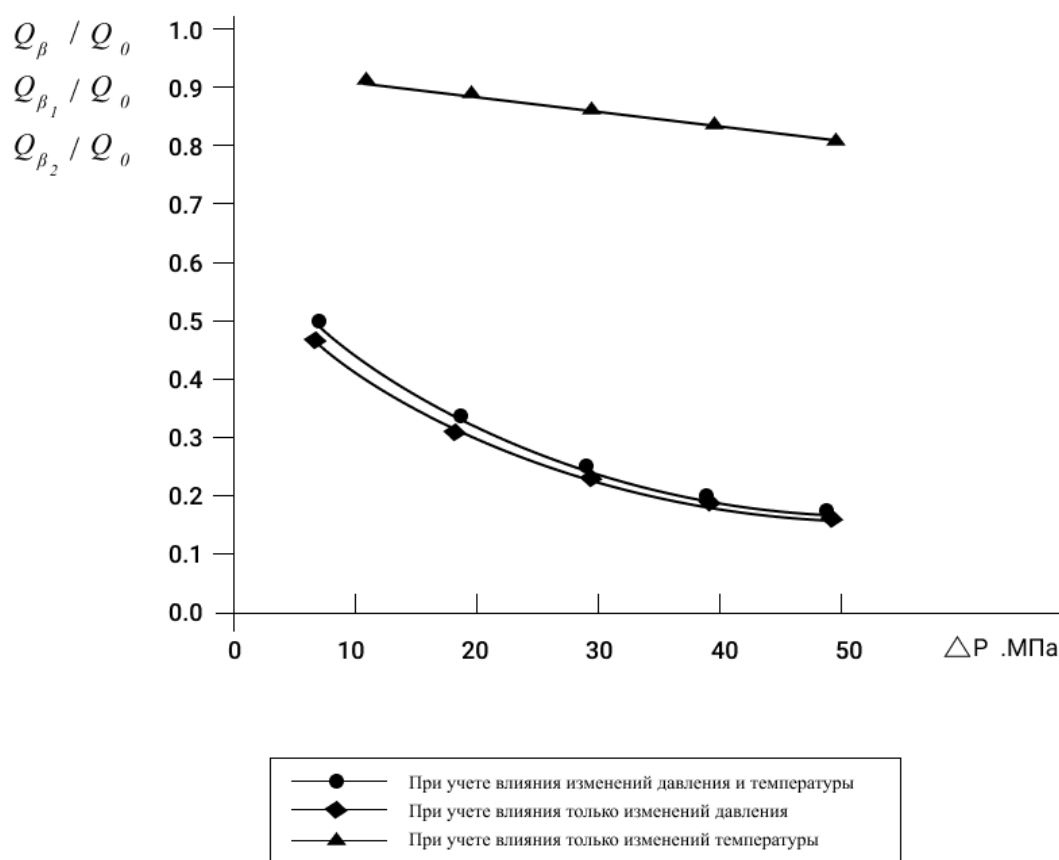


Рисунок 1 – Кривые изменения отношений дебитов скважины ($Q_{\beta} / Q_0, Q_{\beta_1} / Q_0, Q_{\beta_2} / Q_0$) в зависимости от изменения перепада давления

2.2 Приток жидкости к батарее несовершенных разветвленно-горизонтальных скважин в деформируемом пласте

Многочисленными экспериментальными и промысловыми исследованиями установлено, что в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений имеются деформации пород, происходящие вследствие изменения пластового давления. Установлено, что с падением пластового давления объём порового пространства пласта уменьшается вследствие упругого расширения зерен породы и возрастания сжимающих усилий, передающихся на скелет от масс вышележащих пород. В результате происходит изменение деформационных процессов в пористой среде, сопровождаемое снижением её пористости и проницаемости, причём более значительное изменение, по сравнению с пористостью пласта, претерпевает проницаемость при одном и том же изменении давления.

Проявление в пластовых условиях указанных аномалий, вызывающие нелинейные эффекты, может значительно влиять на весь процесс разработки залежи и приводить к различным качественным и количественным расхождениям между наблюдаемыми фактами и теми показателями, которые рассчитывались по обычным методикам.

В настоящее время появилось огромное количество публикаций посвященных изучению различных эксплуатационных характеристик горизонтальных скважин. На сегодняшний день наблюдается значительно более высокая производительность горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными скважинами, при прочих равных условиях, является фактом, доказанным теоретически и подтвержденным практикой.

Естественно, надо ожидать, что характер притока флюидов к горизонтальным скважинам в этих условиях будет отличаться от характера притока в коллекторах, залегающих на небольших глубинах.

В условиях современного научно-технического прогресса, когда повысилась техническая возможность бурения глубоких и сверхглубоких скважин, появилась реальная возможность вовлечения в разработку месторождений, залегающих на больших глубинах. Освоение глубокозалегающих месторождений является в настоящее время одной из основных задач нефтегазодобывающей промышленности. Это приводит к настоятельной необходимости всестороннего исследования процессов течения пластовых флюидов и построения расчетных схем разработки глубокозалегающих коллекторов (характеризуемые высокими пластовыми давлениями и температурами) с учетом изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пористой среды и флюидов.

До разработки, глубокозалегающие месторождения, которые характеризуются высокими пластовыми давлениями, находятся в состоянии термодинамического равновесия. Разработка этих месторождений приводит к нарушению этого равновесия пластовой системы. Как отмечено выше при снижении пластового давления скелет пород продуктивного коллектора подвергается значительным нагрузкам, так как горное давление остается неизменным, а эффективное давление растет. В результате происходит изменение деформационных процессов в пористой среде, сопровождаемое снижением ее пористости и проницаемости. Это естественно оказывает влияние на фильтрацию пластовых флюидов и на основные показатели разработки месторождения. Литература в этой области исследований чрезвычайно разнообразна и обширна. С перечнем работ, посвященным этой проблеме, можно ознакомиться в публикациях [11,78,79 и др.].

Естественно, надо ожидать, что характер притока флюидов к горизонтальным скважинам в этих условиях будет отличаться от характера притока в коллекторах, залегающих на небольших глубинах.

С этой целью рассмотрим задачу притока жидкости к батарее несовершенным разветвлением горизонтальным скважинам (РГС) при деформации коллектора пласта.

2.2.1 Постановка задачи и ее решение

Решаемую задачу сформулируем следующим образом: считая режим фильтрации стационарным, определить приток жидкости к стволам круговой батареи несовершенных по характеру степени эксплуатационных скважин, расположенных относительно непроницаемой кровли и подошвы конечного пласта с деформируемым коллектором в процессе разработки залежи (рисунок 2).

Жидкость – слабо сжимаемая, с постоянной вязкостью. Фильтрация жидкости подчиняется закону Дарси.

При указанных условиях задача определения функции поля давления сводится к решению уравнения Лапласа.

Одно из частных решений этой задачи было получено в работе [22] с применением метода зеркального отображения стоков (источников) относительно кровли и подошвы пласта и суперпозиции без учета деформации коллектора залежи при разработке.

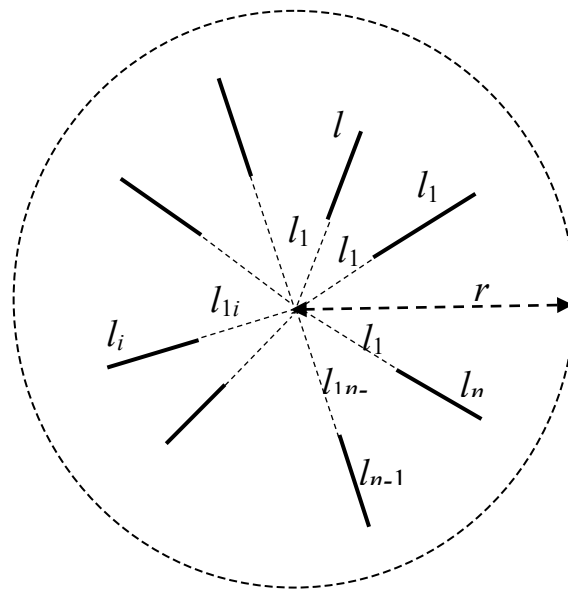


Рисунок 2 – Схема проекций стволов батареи РГС на плоскости подошвы кругового пласта с круговым контуром питания

Используя указанный подход, для общего случая, когда в деформируемом пласте эксплуатируется батарея РГС с произвольным числом n и с различными длинами l_1, l_2, l_n стволов формула суммарного массового дебита скважин получена в следующем виде:

$$Q = \frac{2\pi K_o h \rho}{\mu B} \cdot \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\left[\frac{1}{L_n} \left(\sum_{i=0}^n l_i l_n \frac{a_n R_k}{l_i} + \omega_1 h \right) + \omega_2 \right]}, \quad (20)$$

где h – нефтенасыщенная толщина, μ – вязкость нефти в пластовых условиях; B – объемный коэффициент нефти; ρ – плотность нефти;

$$\varphi(x, y, z) = \int_{p_k}^p \bar{K}(p) dp; \quad \bar{K}(p) = \frac{K(p)}{K_o} \quad (21)$$

$K(p)$ – значение проницаемости от текущего давления определяется экспериментально; K_o – значение проницаемости породы при давлении на глубине залегание пласта;

$$\omega_1 = \left[\ln\left(\frac{h}{2\pi R_c}\right) - \ln\left(\sin \frac{\pi Z_o}{h}\right) \right]$$

$$\omega_2 = \pi h \left(\frac{1}{md} - \frac{1}{mD} \right) \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{l_i};$$

P_k – значения давления на контуре питания пласта; P_c – среднее значение давления на стволах батареи горизонтальных скважин; R_k – радиус контура питания пласта; R_c – значение радиусов, одинаковое для всех горизонтальных скважин;

$$L_n = l_1 + l_2 + \dots + l_n, \quad n \leq 24; \quad D = 2R_c; \quad d = 2\delta;$$

δ – значение радиусов, одинаковое для всех круговых перфорационных отверстий; m – количество перфорационных отверстий, приходящихся на 1 м фильтра; Z_o – расстояние от подошвы пласта до плоскости, где расположены все n горизонтальные стволы.

В том случае, когда длины стволов скважины считаются равными, т.е. $l_1 = l_2 = \dots = l_n = l$, $L_n = nl$ формула (20) примет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi K_o h \rho}{\mu B} \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\left[\ln \frac{a_n R_k}{l} + \frac{h}{nl} (\omega_1^* + \pi \omega_2^*) \right]}, \quad (22)$$

$$\text{где } \omega_1^* = \left[\ln\left(\frac{h}{2\pi R_c}\right) - \ln\left(\sin \frac{\pi Z_o}{h}\right) \right]; \quad \omega_2^* = \left(\frac{1}{md} - \frac{1}{mD} \right);$$

Значения величин a_n , входящие в формулы (20) и (22), получены в работе [91] и приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения величин a_n зависящие от числа (n) стволов многоствольной горизонтальной скважины

n	a_n	n	a_n	n	a_n
1	3,1422	9	1,6777	17	1,6574
2	2,0828	10	1,6725	18	1,6565
3	1,8621	11	1,6686	19	1,6557
4	1,7768	12	1,6656	20	1,6550
5	1,7344	13	1,6632	21	1,6545
6	1,7102	14	1,6613	22	1,6540
7	1,6950	15	1,6593	23	1,6535
8	1,6844	16	1,6584	24	1,6530

Используя известную аналитическую зависимость $\bar{K}(p)$ от эффективного давления [79]:

$$\bar{K}(p) = a[1 - \alpha(P_k - P_c)] \quad (23)$$

С учетом (23) формулы (20) и (22) представим в виде:

$$Q = \frac{2\pi K_o h \rho}{\mu B} \cdot \frac{a(P_k - P_c)[1 - \alpha/2(P_k - P_c)]}{\left[\frac{1}{\ln} \left(\sum_{i=1}^n l_i \ln \frac{a_n R_k}{l_i} + \omega_1 h \right) + \omega_2 \right]} \quad (24)$$

$$Q = \frac{2\pi K_o h \rho}{\mu B} \cdot \frac{a(P_k - P_c)[1 - \alpha/2(P_k - P_c)]}{\left[\ln \frac{a_n R_k}{l} + \frac{h}{nl} (\omega_1^* + \pi \omega_2^*) \right]}, \quad (25)$$

где $a = A + B^o P_k - C P_r$; $\alpha = \frac{B^o}{a}$; A, B^o, C – известные коэффициенты, определенные по методу наименьших квадратов с использованием стандартной подпрограммы по данным экспериментальных исследований для трех классов пород, отличающихся упругими свойствами составляющей твердой фазы; P_c – горное давление [79].

Показатель влияния изменения проницаемости от давления на работу несовершенных скважин круговой батареи на основании соотношений (24) и (6) определяется равенством:

$$\Omega = \frac{Q(\text{с учетом деформации})}{Q(\text{без учета деформации})} = \left[1 - \frac{\alpha}{2} (P_k - P_c) \right] \quad (26)$$

Для общего случая, т.е. для произвольных значений параметров (числа, длин стволов и места расположения горизонтальных стволов по отношению к кровле или подошве) пласта формула притока жидкости к батарее РГС примет вид:

$$Q_n = \frac{2\pi k_0(\varphi_0 - \varphi_c)}{\mu B} [A_2(n) - A_1(n)], \quad (27)$$

где

$$\begin{aligned} A_1(n) &= \frac{1}{\frac{1}{L_{1n}} \left[\sum_{i=1}^n \left(l_{1i} \ln \frac{a n r_k}{l_{1i}} + h G_i \right) \right] + G_{12}}, \\ A_2(n) &= \frac{1}{\frac{1}{L_{2n}} \left[\sum_{i=1}^n \left(l_{2i} \ln \frac{a n r_k}{l_{2i}} + h G_i \right) \right] + G_{22}}, \\ G_{12} &= \pi h \left(\frac{1}{m d} - \frac{1}{m D} \right) \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{l_{1i}}, \quad G_{22} = \pi h \left(\frac{1}{m d} - \frac{1}{m D} \right) \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{l_{2i}} \end{aligned} \quad (28)$$

$$L_n = l_1 + l_2 + \dots + l_n, \quad L_{1n} = l_{11} + l_{12} + \dots + l_{1n}, \quad L_{2n} = L_{1n} + L_n$$

l_i – длина i -того горизонтального ствола батареи n - ствольной РГС, l_{1i} – расстояние от центра кругового пласта до ближайшего конца i -того ствола батареи РГС; $l_{2i} = l_i + l_{1i}$ – расстояние от центра кругового пласта до дальнего конца i -того ствола батареи РГС z_i – расстояние от подошвы пласта до i -того ствола батареи РГС (рисунок 3).

С учетом формулы (23) формула (27) принимает вид:

$$Q_n = \frac{2\pi k_0 h r a (P_k - P_c) \left[1 - \frac{\alpha}{2} (P_k - P_c) \right]}{\mu B} [A_2(n) - A_1(n)] \quad (29)$$

С целью оценки влияния перфорационных отверстий и изменения проницаемости от давления на дебит по формулам (24) и (25) произведены численные расчеты при следующих исходных данных:

$h = 20$ м, $k = 0,1$ мкм², $R_k = 1000$ м, $R_c = 0,1$ м, $\alpha = 0,0126$ 1/МПа, $\delta = 0,01$ м, $d = 2\delta = 0,02$ м, $\mu = 3$ мПа·с, $B = 1,2$; $P_c = 5$ МПа, $P_k = 10$ МПа,

$L = (100, 300, 700)$ м, $m = (12, 18, 24, 30, 36)$ 1/м и для случая открытого забоя $m = \infty$.

Результаты расчетов представлены на рисунке 3 – 5 и в таблице 3. Из таблицы и графиков видно, что при фиксированных значениях n и l с увеличением плотности перфорационных отверстий на один погонный метр дебиты батареи РГС увеличиваются.

Из выражения (26) следует, что в деформируемом пласте дебит меньше дебита батареи РГС, дренирующей пористый недеформируемый пласт ($\alpha = 0$) притом же перепаде давления и прочих равных характеристиках пласта.

Таблица 3 – Дебиты батареи РГС, м³/сут

Кол-во перфорационных отверстий m, 1/м	Кол-во скважин, n	Длина ствола скважин l, м			
		100	300	500	700
12	1	144	249	384	485
	2	153	317	460	615
	3	156	329	487	663
	4	157	335	499	686
	5	158	338	506	698
24	1	175	315	424	531
	2	190	366	520	691
	3	194	382	555	752
	4	196	389	570	781
	5	197	391	579	797
36	1	189	329	440	548
	2	206	385	544	720
	3	211	403	581	787
	4	214	411	599	819
	5	215	415	608	836
50	1	223	362	475	586
	2	249	418	598	788
	3	256	454	644	868
	4	259	465	665	908
	5	261	470	676	929

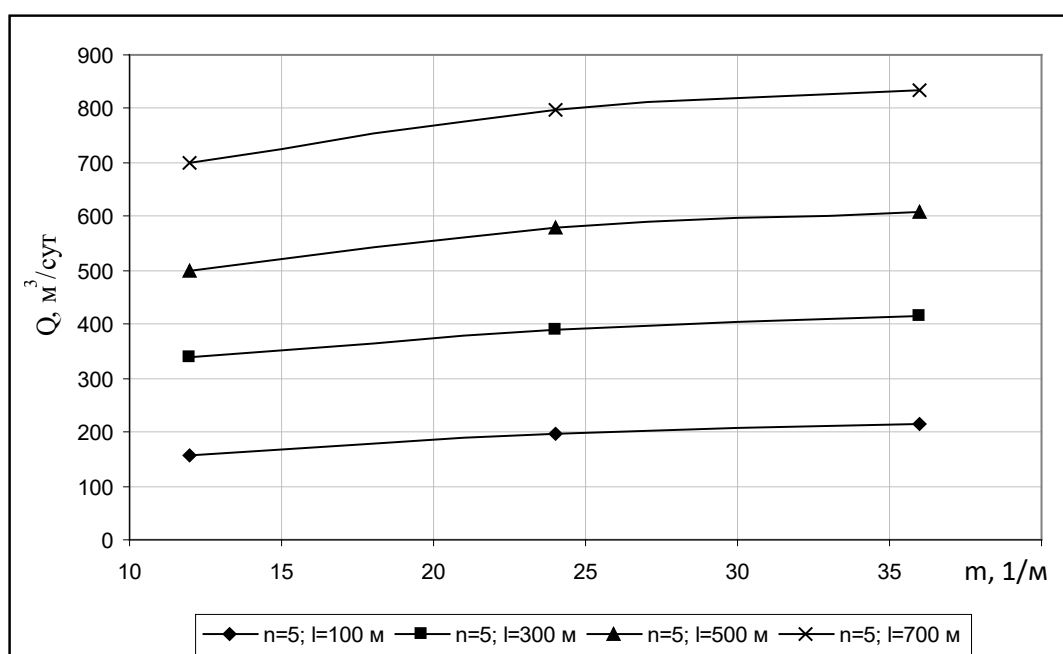


Рисунок 3 – Зависимость дебита батареи РГС от числа перфорационных отверстий

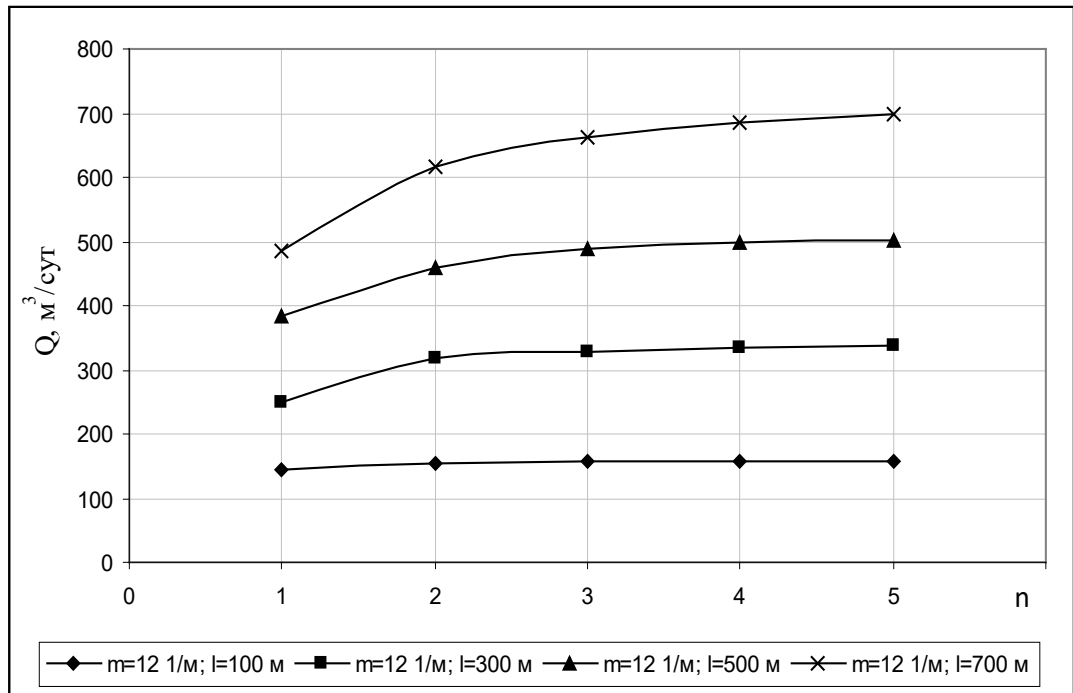


Рисунок 4 – Зависимость дебита батареи РГС от числа стволов

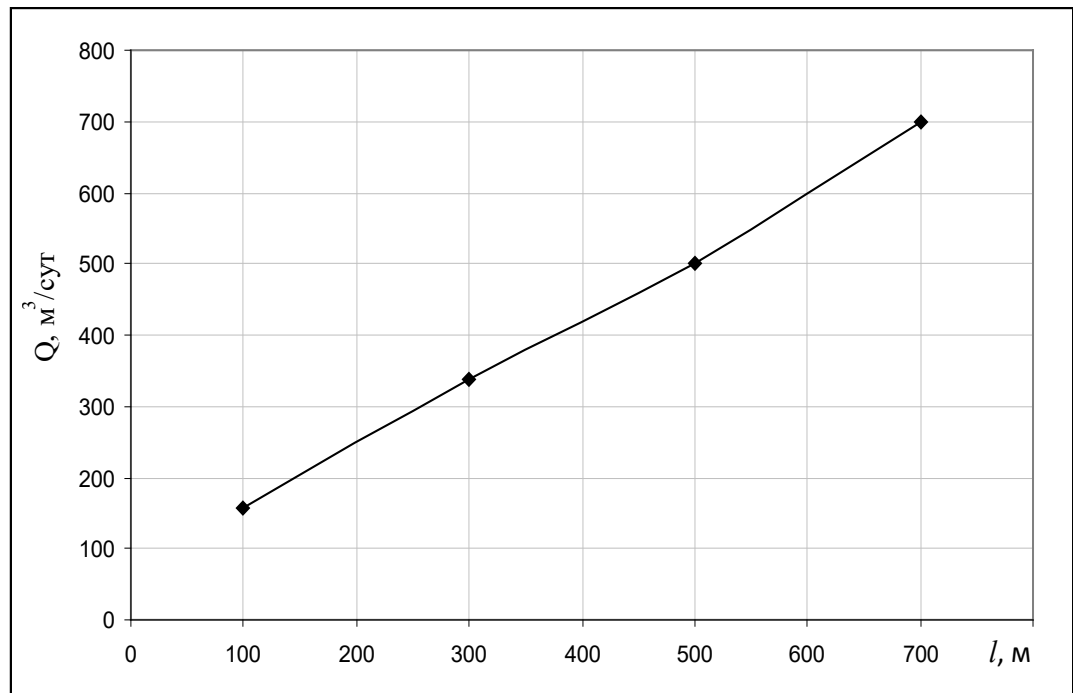


Рисунок 5 – Зависимость дебита батареи РГС от длины ствола ($m=121/\text{м}$; $n=5$)

2.3 Определение оптимальной конструкции горизонтального ствола скважин

Как отмечено в предыдущих главах (параграфах) в настоящее время для разработки низкопродуктивных пластов одним из эффективных методов являются различные системы разработки с ГС, способные обеспечить рентабельную добычу углеводородов за счет высоких темпов разработки. Поэтому при определении размещения и конструкции ГС в процессе проектирования разработки требуется хотя бы экспертная оценка производительности этих скважин. В настоящем параграфе проведена попытка определения статистической связи дебитов ГС и геологических характеристик объектов, вычисленных по формуле, предложенной Joshi S.D., имеющей вид [27]:

$$Q = \frac{2\pi k_f h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{\beta + \sqrt{\beta^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{v^2 h}{L} \ln \frac{h}{2R_c \pi}}, \quad (30)$$

где $v = \sqrt{\frac{k_g}{k_z}}$ - коэффициент анизотропии

k_z - проницаемость пласта в горизонтальном направлении;

k_g - проницаемость по вертикали;

$$\beta = \frac{L}{2} \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}$$

Выявлено наличие связи между начальным дебитом ГС и такими параметрами, как длина горизонтального ствола в пласте, толщина вскрытого интервала, анизотропия и т.д.

2.3.1 Влияние длины горизонтального ствола и толщина пласта на продуктивность скважины

Влияние толщины пласта на продуктивность горизонтальной скважины достаточно значительно. Для данной длины горизонтальной скважины отношение L/h , представляющее собой элементарное приращение площади контакта скважины, для пласта меньшей толщины намного больше, чем для пласта большей толщины. Например, предположим, что скважины длиной $L=300$ м пробурены на два пласта: толщиной $h_1=10$ м, и $h_2=50$ м. Для скважины, пробуренной на пласт толщиной 10 м, приращение L/h в 30 раз выше, чем для вертикальной скважины, в то время как для пласта толщиной 50м это приращение выше всего в 6 раз.

На рисунке 6 показано изменение отношения коэффициентов продуктивности скважин, пробуренных на пласты разной толщины, в предположении, что пласты однородны. Видно, что отношение $J_{гор}/J_{верт}$ для горизонтальных скважин различных длин при толщине пласта 10 м намного выше, чем для пласта толщиной 50 м. Кроме того, при увеличении толщины пласта, данное отношение уменьшается. Объясняется это более интенсивным повышением коэффициента продуктивности вертикальной скважины по сравнению с горизонтальной.

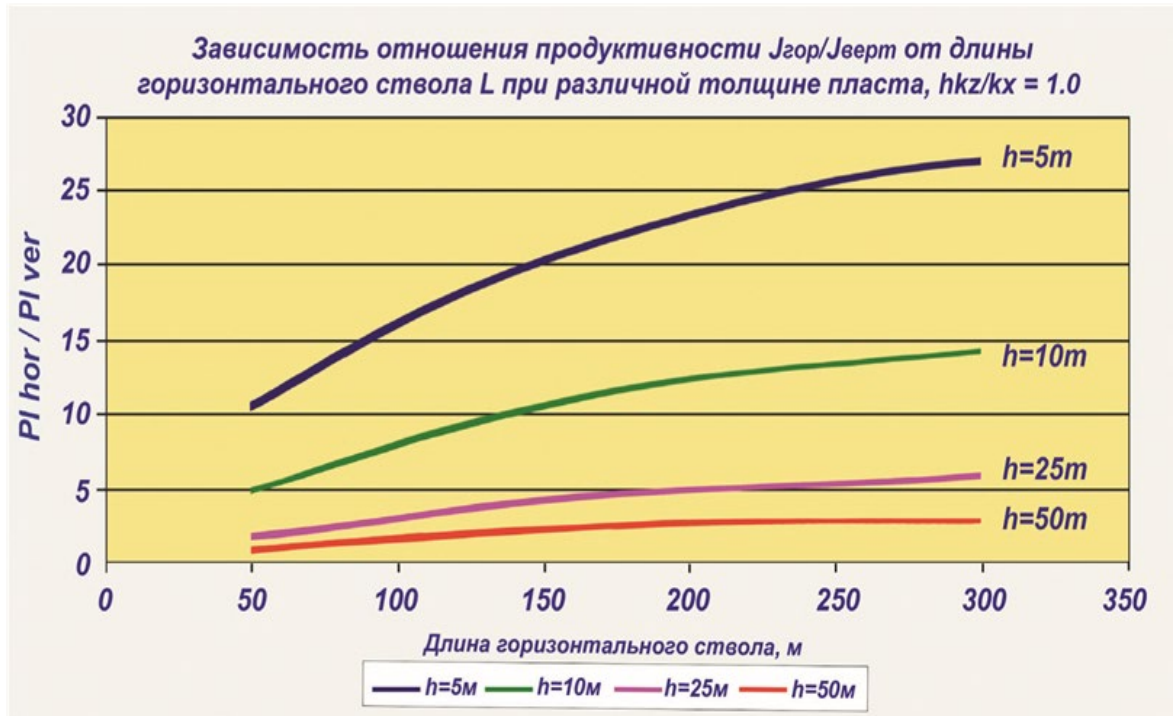


Рисунок 6 – Сопоставление продуктивности горизонтальной и вертикальной скважин при различной толщине пласта

2.3.2 Влияние анизотропии по проницаемости пласта на продуктивность скважины

Как отмечалось выше, если горизонтальная скважина с длиной ствола 300 м пробурена на однородный ($k_{гор}=k_{верт}$) пласт толщиной 10 м, то элементарное приращение площади контакта в 30 раз больше, чем для вертикальной скважины. Однако, если проницаемость пласта в вертикальном направлении составляет 1/10 часть проницаемости в горизонтальном направлении, то при этом пласт толщиной 10м ведет себя так же, как пласт

толщиной 32м ($h' = h \times \sqrt{\frac{k_{гор}}{k_{верт}}} = 10 \times \sqrt{1/0,1} \approx 32\text{м}$). При этом элементарное

приращение площади контакта будет выше по сравнению с вертикальной скважиной всего лишь в $300/32=9,4$ раза.

Указанное свидетельствует о том, что снижение проницаемости пласта в вертикальном направлении имеет тот же эффект, что и бурение горизонтальной скважины на пласт большей толщины. При этом уменьшается элементарное приращение площади контакта горизонтальной скважины с пластом.

На рисунках 7, 8 и 9 показано влияние проницаемости в вертикальном направлении на продуктивность горизонтальной скважины, пробуренной в пластах 10, 25 и 50 м. Первая кривая ($k_v/k_z = 1,0$) во всех трех графиках описывает зависимость для однородного пласта, в котором проницаемости в обоих направлениях равны. Из рисунков видно, независимо от толщины, снижение отношения $k_{вер}/k_{гор}$ значительно уменьшает продуктивность горизонтальной скважины, что связано со снижением проницаемости в вертикальном направлении ($k_v/k_z = 1,0$)

Сравнение продуктивностей скважин, пробуренных на различные толщины при предполагаемой на месторождении анизотропии 0,1, показывает:

- продуктивность горизонтальной скважины в пласте толщиной 10 м (рисунок 8) больше, чем продуктивность ГС в пластах толщиной 25 и 50 м (рисунки 9, 10);
- длина горизонтального ствола в скважине, пробуренной на пласт толщиной 10 м, для двукратного увеличения отношения $J_{гор}/J_{верт}$ должна составлять не менее 50 м, в пластах с толщинами 25 и 50 м - более 200 и 300 м соответственно;
- в пластах большей толщины, использование горизонтальных скважин может быть эффективным, если вскрыты пласты высокой проницаемости в вертикальном направлении. С другой стороны, это указывает на то, что в пластах большой толщины и низкой вертикальной проницаемости может быть необходимо применение методов воздействия на призабойную зону для повышения экономичности разработки месторождения горизонтальными скважинами.

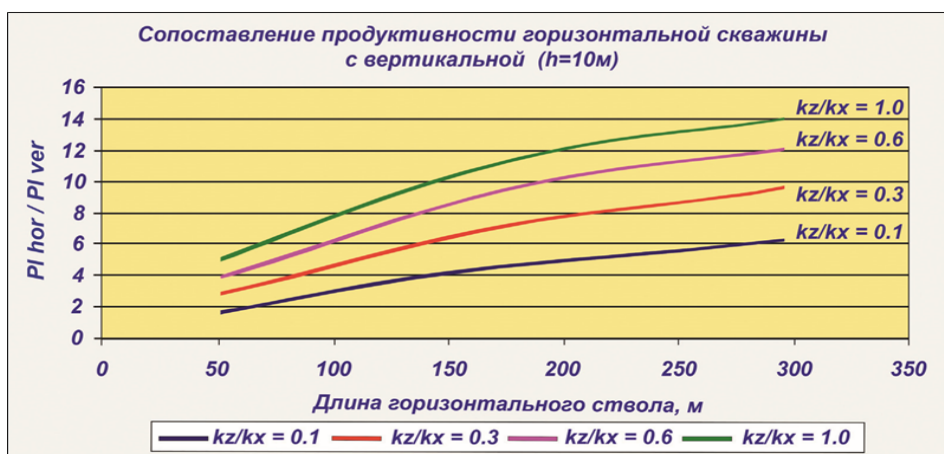


Рисунок 7 – Влияние проницаемости в вертикальном направлении на продуктивность горизонтальной скважины (h=10 м)

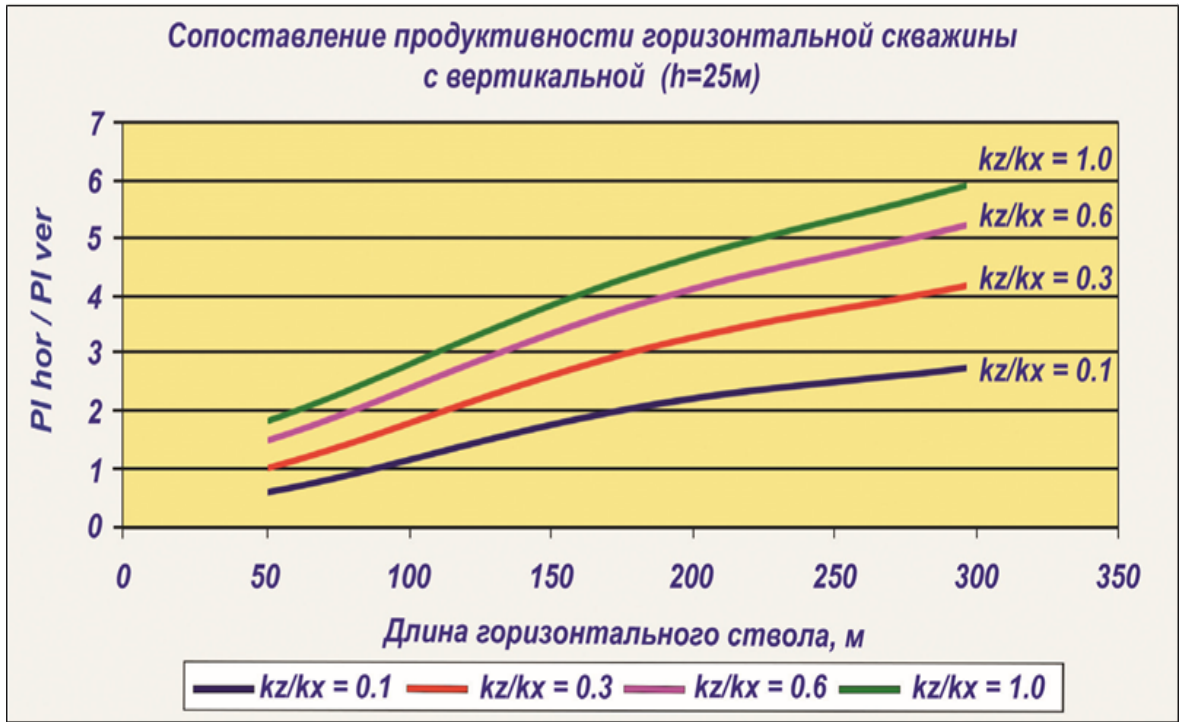


Рисунок 8 – Влияние проницаемости в вертикальном направлении на продуктивность горизонтальной скважины (h=25 м)

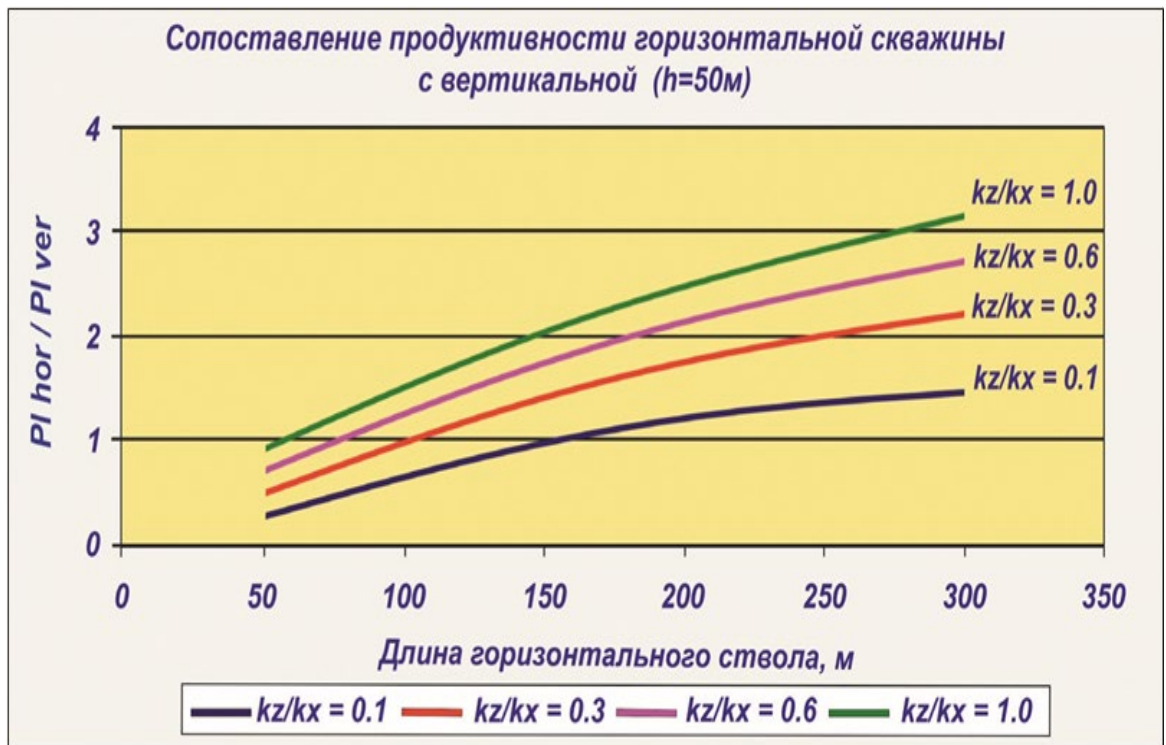


Рисунок 9 – Влияние проницаемости в вертикальном направлении на продуктивность горизонтальной скважины (h=50 м)

На рисунках 10 и 11 приведена зависимость дебита горизонтальной скважины от вертикальной проницаемости при различных длинах

горизонтального ствола L при толщинах пласта $h_1=10\text{м}$, $h_2=25\text{ м}$. Результаты расчетов еще раз подтверждают неэффективность бурения горизонтальных скважин в пластах большой толщины (предполагаемая толщина слитых пластов в пробуренных скважинах №8302 и №8456 составляет свыше 25 м).

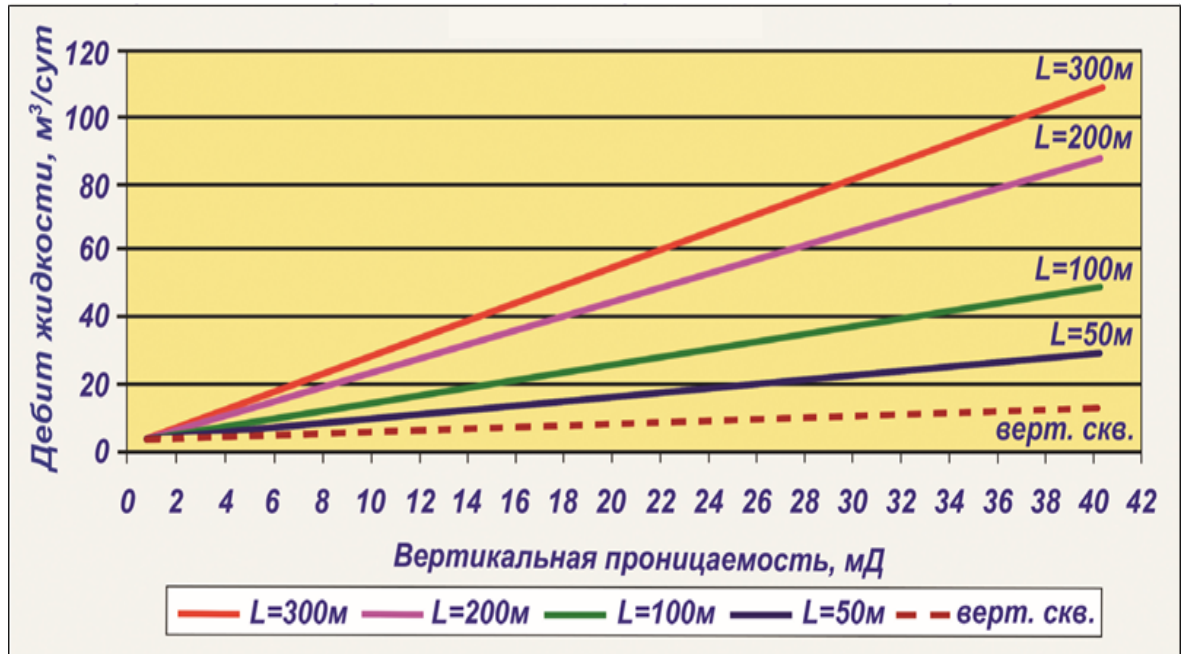


Рисунок 10 – Зависимость дебита горизонтальной скважины от вертикальной проницаемости при различных длинах горизонтального ствола L при толщине пласта $h=10\text{м}$, $k_z/k_x = 0,1$

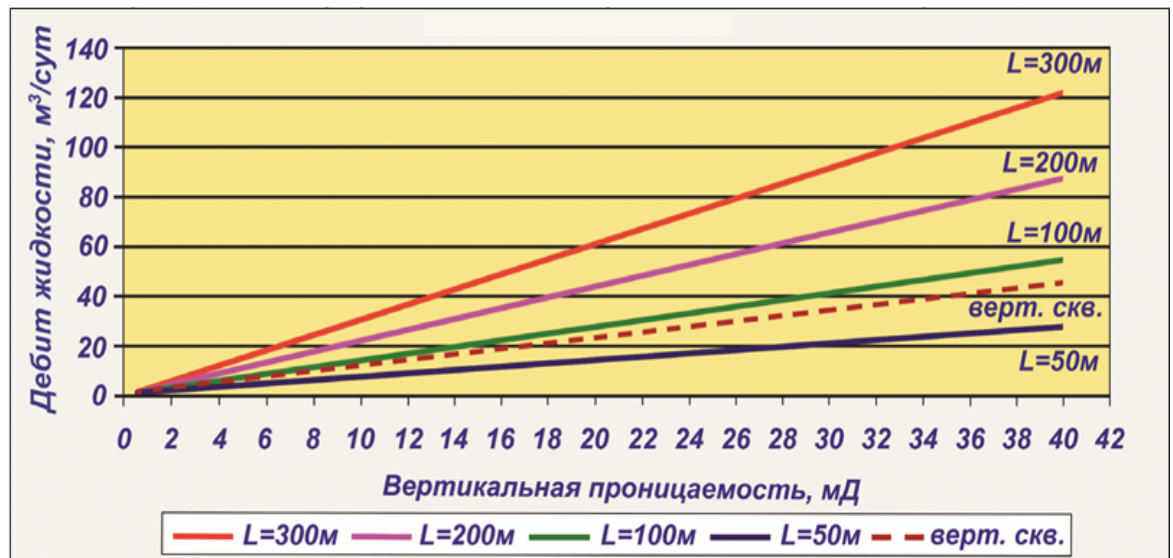


Рисунок 11 – Зависимость дебита горизонтальной скважины от вертикальной проницаемости при различных длинах горизонтального ствола L при толщине пласта $h=20\text{м}$, $k_s/k_{с2} = 0,1$

Одной из важных задач повышения эффективности ГС является многократное увеличение начальных и накопленных отборов нефти из горизонтальных скважин (ГС) по сравнению с окружающими вертикальными (ВС). Необходимость достижения значительного увеличения накопленных отборов нефти по ГС диктует наличие почти такого же различия в удельных запасах на одну скважину. Однако при применении ГС среди вертикальных скважин запасы нефти, приходящиеся на одну скважину (как ГС, так и ВС), по чисто геометрическим причинам близки между собой. Это исключает возможность выполнения условия многократного увеличения накопленных отборов на ГС, поскольку ожидать многократного увеличения коэффициента нефтеизвлечения нет оснований. В смешанных системах (ГС среди ВС) нельзя реализовать в полном объеме преимущества ГС, поскольку ранее пробуренные вертикальные скважины существенно ограничивают возможности горизонтальных скважин. Поэтому для получения потенциального эффекта от применения ГС необходимо создавать отдельные технологические ячейки ГС при многократном увеличении удельных запасов, т.е. при относительно редких сетках скважин [92].

Таким образом, при определении оптимальной конструкции горизонтального ствола следует учесть следующие положения [93-101]:

- оптимальный вариант заканчивания скважин может быть определен на основе анализа анизотропности и толщины пласта;
- установление степени анизотропности проницаемости продуктивного пласта позволит повысить надежность выбора проводки стволов горизонтальных скважин;
- приращение площади контакта скважины L/h для пласта меньшей толщины намного больше, чем для пласта большей толщины;
- снижение проницаемости в вертикальном направлении значительно уменьшает продуктивность горизонтальной скважины;
- для достижения потенциального эффекта от применения ГС необходимо создавать отдельные технологические ячейки;
- для достижения наибольшего охвата извлекаемых запасов сетка горизонтальных скважин должна быть разреженной по сравнению с сеткой вертикальных скважин.

Выводы по разделу 2

- предложена, научно обоснована и реализована математическая модель и ее решение для установившейся фильтрации жидкости к РГС в деформируемой пористой среде, когда стволы с различными длинами и углами между проекциями их на плоскости подошвы пласта, расположены в одной плоскости или в различных плоскостях. Анализ выведенной зависимости показал, что дебит скважины в деформируемом пласте меньше, соответственно, дебита скважины, дренирующей недеформируемый пласт

($\alpha=0$) при том же перепаде давления и прочих равных характеристиках пласта.

- для многоствольных горизонтальных скважин с увеличением числа стволов происходит замедление темпа роста дебита скважин.

- установлено, что в деформируемых залежах, при прочих равных условиях, плотность перфорационных отверстий должна быть значительно выше, чем в недеформируемых залежах.

- при определении оптимальной конструкции горизонтального ствола следует учесть анизотропии по проницаемости и толщине пласта;

- для достижения наибольшего охвата извлекаемых запасов сетка горизонтальных скважин должна быть разреженной по сравнению с сеткой вертикальной скважины.

3 Адаптация гидродинамической модели пласта к фактическим показателям разработки с целью обоснования эксплуатации его горизонтальными скважинами

В нефтедобывающей отрасли роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений значительно выросла за последнее время.

Процесс гидродинамического моделирования разработки нефтяных и газовых залежей является одним из важнейших этапов при создании проектных документаций по их разработке и предъявляет повышенные требования к получению широкомасштабной информации об основных параметрах пластовых систем. Известно, что необходимым условием применимости созданной модели является предварительная адаптация, т.е. согласование результатов расчета технологических показателей, предшествующего периода разработки, с фактическими данными. Процесс адаптации модели фактически представляет собой решение задачи восстановления в объеме резервуара объекта многих взаимосвязанных и зависящих друг от друга параметров.

При адаптации гидродинамических моделей фильтрации расхождения между прогнозными и фактическими данными могут быть связаны как с неточностью исходной информации о пласте, так и с несовершенством принятой математической модели течения флюидов в пласте. Естественно, степень адаптации будет тем выше, чем лучше математическая модель описывает реальные физические процессы, происходящие в пласте. Выбор метода построения модели нефтяного пласта зависит от качества и полноты исходной информации о геологическом строении пласта, физических свойствах фильтрующихся жидкостей и пористой среды, а также текущей промысловой информации.

В последние годы в постановке и решении многомерных многофазных задач теории фильтрации достигнут большой прогресс, а что касается анализа разработки, настройки фактических показателей разработки месторождений, т.е. решения задач идентификации, определения или уточнения коллекторских свойств пласта на основе фактических данных исследований и эксплуатации скважин (называемые обратными задачами), то здесь достигнутые результаты менее впечатляющие, причем, как правило, обратные задачи являются некорректными, что существенно осложняет их решение [68,78,102-105 и др.].

Фазовые проницаемости являются одной из важнейших характеристик процесса многофазного течения пластовых флюидов и их идентификация во многих случаях более полезна для повышения достоверности комплекса газо-гидродинамических расчетов по определению технологических показателей разработки залежей нефти и газа.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ФОФП), входящих в уравнения фильтрации многофазных жидкостей, обычно определяются

экспериментально на малых образцах породы (кернах), которые представляют лишь незначительную часть объёма пласта и должны быть модифицированы. Известно, что ФОФП зависят от множества факторов (структурная характеристика среды, смачиваемость, градиент давления, история насыщения) и форма их кривых существенно влияет на результаты расчетов. Кроме того, поскольку реальным коллекторам нефти и газа свойственны неоднородности различного масштаба, то эти функции должны зависеть и от масштаба осреднения.

Известны различные методы определения ФОФП по данным гидродинамических и геофизических исследований [11,65,69,78 и др.]. В последнее время для определения ФОФП все чаще применяются методы, основанные на использовании гидродинамической информации, накопленной в процессе эксплуатации залежей нефти и газа. При этом параметры, входящие в выражения распределения ФОФП в зависимости от насыщенности, определяются из решения различными методами обратных задач теории фильтрации.

Модель является инструментом позволяющим просчитать различные сценарии разработки и выбрать наиболее рентабельный. Применение современных технологий горизонтального бурения геологической навигации будет обоснованным только в случае правильного выбора геологических мишеней.

3.1 Постановка задачи и ее решение

В Республике Казахстан бурение и освоение горизонтальных скважин (ГС) является перспективным направлением и имеется несколько месторождений, где пробурены ГС.

В данной работе на основании параметров, характеризующих продуктивный блок месторождения Кенкияк Казахстана, с учетом существующих критерий, рассмотрена возможность бурения ГС и влияние на показатели добычи. На рисунке 12 дано геометрическое изображение блока месторождения Кенкияк [77].

Восточно-южная часть выбранного блока граничит с водоносным горизонтом, водонефтяной контакт находится на высоте 310 м на начальной стадии, северная сторона граничит с одним из основных геологических разломов, но между другими существует определенная связь и поток.

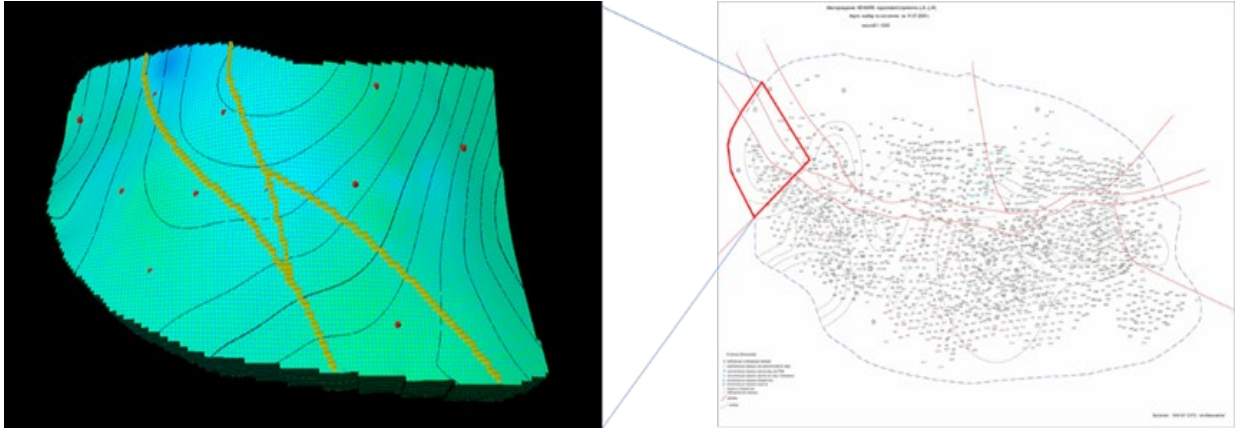


Рисунок 12 – Выбранный блок месторождения Кенкияк

Предполагая, что горизонтальная скважина может быть заменена линейным стоком, расположенным по ее оси, гидродинамическая модель фильтрации многофазной смеси к горизонтальной скважине может быть дана аналогично в виде системы уравнений Маскета-Мереса, основанной на законах сохранения массы и закона Дарси [68,78,106 и др.]:

$$\nabla \cdot \vec{V}_H + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{mS_H}{B_H} \right) = \sum_j \frac{Q_{Hj}(t)}{\eta_j} [\sigma(x - l_{1j}) - \sigma(x - l_{2j})] \delta(y - y_j) \delta(z - z_j) \quad (31)$$

$$\nabla \vec{V}_b + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{mS_b}{B_b} \right) = \sum_j \frac{Q_{bj}(t)}{\eta_j} [\sigma(x - l_{1j}) - \sigma(x - l_{2j})] \delta(y - y_j) \delta(z - z_j) \quad (32)$$

$$\nabla \cdot (\vec{V}_2 + R_H \vec{V}_H + R_b \vec{V}_b) + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{mS_r}{B_r} + R_H \frac{mS_H}{B_H} + R_b \frac{mS_b}{B_b} \right) = \sum_j \frac{Q_{rj}(t)}{\eta_j} [\sigma(x - x_{1j}) - \sigma(x - x_{2j})] \delta(y - y_j) \delta(z - z_j) \quad (33)$$

$$S_H + S_b + S_r = 1 \quad (34)$$

$$\vec{V}_l = - \frac{KK_l(S_l)}{\mu_l} \text{grad}P \quad (35)$$

$l=H, r, b$

Здесь “H”, “b”, “r” относятся соответственно к нефтяной, водной и газовой фазе. Остальные обозначения следующие: x, y, z – координаты, t – время; $P(x,y,z,t)$ – пластовые давление; $S_l(x,y,z)$ – насыщенность l -ой фазы; $m(x,y,z)$ – пористость пласта; μ_l – вязкость l -ой фазы; B_l – объемный коэффициент l -ой фазы; $R_H(p), R_b(p)$ – растворимость газа в нефти и воде; $\vec{V}_l(x, y, z)$ – компоненты вектора скорости фильтрации l -й фазы; Q_{lj} – интенсивность отбора l -ой фазы; $\delta(\xi)$ – дельта функция Дирака; $\sigma(\xi)$ – единичная функция Хевисайда; ∇ – оператор Гамильтона; $K_l(S_l)$ – относительно проницаемость для l -ой фазы; $\eta_j = l_{2j} - l_{1j}$ – длины горизонтальных скважин.

Чтобы замкнуть систему (31) - (35) и при этом построить секторную гидродинамическую модель участка требуется задать соответствующие начальные и граничные условия.

При построении гидродинамической модели использованы следующие исходные данные:

- цифровая трехмерная геологическая модель выбранного блока;
- начальное пластовое давление $P_o(x, y, z)$;
- начальное распределение нефти, воды и газонасыщенности;
- режимы работы скважин;
- условия на границах элемента пласта;
- физико-химические свойства нефти и газа, зависимость свойств нефти от давления (PVT-свойства);
- параметры относительных фазовых проницаемостей нефти, газа и воды;
- геолого-промысловые данные по добыче флюидов;
- исходные геолого-физические характеристики выбранного блока;
- в геологическом строении месторождения принимают участие осадочные отложения палеозоя - пермские, мезозоя - триасовые, юрские, меловые, кайнозой-четвертичного возраста.

3.1.1 Геолого-геофизическая характеристика выбранного блока месторождения Кенкияк

На основной площади в результате бурения и испытания скважин установлены следующие продуктивные горизонты: Ю₂-I, Ю₂-II, Ю₂-III – в среднеюрских отложениях (таблица 4).

Таблица 4 – Стратиграфический разрез месторождения Кенкияк надсолевой

Продуктивный горизонт	Характеристика
Ю ₂ -I	Глины углистые. Пески и песчаники разнозернистые, известковистые и не известковистые, с включениями углистого материала
Ю ₂ -II	
Ю ₂ -III	

В тектоническом отношении район представляет собой зону сочленения Прикаспийской впадины и Мугоджарской складчатой системы.

Согласно структурно-тектоническому районированию мезозойского комплекса, месторождение Кенкияк находится в Шубаркудук-Акжарской «относительно приподнятой» зоне.

В локальном плане месторождение приурочено к одноименному соляному куполу, расположенному в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины.

В комплексе надсолевых отложений выделяются два структурных этажа – нижний и верхний, отличающихся друг от друга условиями

залегания, интенсивностью тектонических движений, наличием углового и стратиграфического несогласия на контакте между ними.

Северное крыло системой нарушений разделено на 5 блоков: I-1, I-2, II-1, II-2 и II-3. Южное крыло сбросами F4, f5 делится на 3 блока: IIIa, III и IV. При этом вверх по разрезу по данным ГИС (насыщению) сбросы имеют ответвления, которые разбивают горизонты баррем и готерив на 11 блоков.

На крутом склоне, а именно на южном продуктивном участке по данным бурения скважин отмечается наличие разломов f_1 , f_2 , f_3 , f_4 разделяющих его на 5 блоков, при этом разломы f_1 , f_2 затухают до конгломератового горизонта.

Анализ мощностей юрских, меловых и палеогеновых отложений в сводах и на крыльях соляных куполов, а также в межкупольных зонах показывает, что образование грабенов и других дизъюнктивных нарушений на соляных куполах произошло к началу неогена.

Нефтеносность

Поднятие Кенкияк выявлено в 1958 году при проведении структурно-поискового бурения. Первооткрывательницей месторождения является структурно-поисковая скважина К-34, давшая фонтанный приток нефти в 1959 г. из второго нижнетриасового горизонта.

На Основной площади месторождения в 1959 г. при испытании структурно-поисковой скважины К-17 был получен приток нефти с переливом через устье из второго среднеюрского горизонта. В 1962 г. выполнен первый подсчет запасов надсолевых залежей Основной площади месторождения.

В 1962 г. начались поисковые работы на участке Крутой склон, в ходе которых из скважины №48 были получены притоки нефти из верхнепермских отложений. Первая оценка УВ продуктивных горизонтов участка Крутой склон произведена в 1967 г.

Месторождение многопластовое и как отмечалось выше делится на Основную площадь и участок Крутой склон. На Основной площади в результате бурения и испытания скважин установлены следующие продуктивные горизонты: барремский, готеривский – в нижнемеловых отложениях, Ю-I, Ю-II, Ю-III – в среднеюрских отложениях, первый триасовый, второй триасовый – в нижнетриасовых отложениях, верхнепермский и на участке Крутой склон (южное крыло м.Кенкияка) – конгломератовый горизонт (в нижнетриасовых отложениях) и горизонты III–XI – в верхнепермских отложениях.

Ниже приводится описание продуктивных горизонтов.

IIIa блок имеет небольшую площадь, продуктивную часть вскрыли скв. №287, 329, 337, 346, 355, 2001, 2111, 2117, 2118, 4012, 4013, остальные скважины расположены в водоносной зоне. Общая эффективная толщина коллектора меняется от 3,2 м (скв. №2118) до 23,6 м (скв. №347), эффективная нефтенасыщенная толщина от 3,2 м (скв. №2118) до 21,4 м (скв.

№2117), коэффициент песчаности от 0,4 до 1 д.ед., коэффициент расчлененности от - 1 до 6.

Уровень ВНК принят на отметке - 4,7 м., установленный по скв. №2118 по прямому разделу нефть – вода. В 2008 году при опробовании скв. №2118 получена нефть и вода с дебитами 0,4м³ и 7,4м³/сут соответственно. В 2017 году опробована скв. №2117, где получены 0,3м³/сут нефти и 0,2м³/сут воды.

Ша блок. По данным ГИС в пределах блока установлены линзовидные залежи в районах скважин 187, 355, 2104 и 2105. Общая эффективная толщина по блоку меняется от 1,2 м (скв. №2112) до 6,9 м (скв. №2106), нефтенасыщенные коллекторы имеют толщины 2,1-6,6 м, коэффициент песчаности составляет 0,1 - 1 д.ед., расчлененность пласта составляет 1- 2. Опробована только скважина №187, где в интервале 247-254м получена нефть с суточным дебитом 0,2м³ и вода в количестве 8м³.

Ша блок. Продуктивная часть вскрыта скважинами №287, 2117, 4012, 4013. Блок ограничен с севера и востока с разрывными нарушениями и с юга-запада зоной глинизации. Нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора -64,8 м (скв. №2117), толщина меняется от 3,4 м (скв. №4013) до 15,6 м (скв. №2117), коэффициент песчаности от 0,2 до 1, коэффициент расчлененности от 1 до 6.

В этом блоке опробование не проводилось.

Блок Ша расположен в северо-восточной части площади, ограничен сбросом F₂ с севера и F₄ с востока. Общая эффективная толщина по блоку составляет 6,1-44,5 м, нефтенасыщенная толщина так же составляет 6,1 - 44,5 м. Коэффициент песчаности колеблется от 0,2 до 0,7 д.ед., расчлененность пласта 2 - 13.

Блок опробован во всех скважинах, где получены притоки нефти от 0,1 до 14,2м³/сут (скв. №368).

ВНК вскрыт на уровне от -154,8 м (скв. №304) до -152,4 м (скв. №313).

Ша блок. По данному блоку продуктивный разрез вскрыт незначительным количеством скважин: №328, 329, 337, 356, 2111, 2117, 4013, 63003, 63004.

Общая эффективная толщина варьирует в пределах от 1м (скв. № 328) до 13,8 м. (скв. № 63001), нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 8 м. Коэффициент песчаности меняется от 0,3 до 1 д.ед., коэффициент расчлененности от 1 до 12.

ВНК принят на абсолютной отметке -168,5 м по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора в скважине №2117.

3.2 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Таблица 5 – Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Толщина	Наименование	Среднеюрский		
		Ю ₂ -I	Ю ₂ -II	Ю ₂ -III
Общая	Интервал изменения, м	11,8	43,8	15,9
		0,5-35,6	1,6-78,1	0,7-50,5
	Коэффициент вариации	0,71	0,28	0,56
Нефтенасыщенная	Средняя, м	7,7	22,1	9,6
	Интервал изменения, м	0,4-27,5	2,1-66,6	0,5-33,3
	Коэффициент вариации	0,81	0,48	0,62
Водонасыщенная	Средняя, м	7,1	9,2	8
	Интервал изменения, м	0,4-28,2	0,8-40,2	0,6-36,7
	Коэффициент вариации	0,82	0,79	0,66
Общ. эффективная	Средняя, м	8,6	24	10,5
	Интервал изменения, м	0,5-33,6	1,6-66,6	0,7-46,0
	Коэффициент вариации	0,81	0,46	0,59

Таблица 6 – Статические показатели характеристик неоднородности пластов

Толщина	Наименование	Среднеюрский		
		Ю ₂ -I	Ю ₂ -II	Ю ₂ -III
Количество скважин, используемых для определения		1035	1363	952
Коэффициент песчанистости	Средняя	0,5	0,7	0,7
	Интервал изменения	0,08-1,0	0,06-1,0	0,18-1,0
	Коэффициент вариации	0,40	0,33	0,36
Коэффициент расчлененности	Средняя	4,4	2,4	1,9
	Интервал изменения	1-13	1-12	1-5
	Коэффициент вариации	0,51	0,59	0,71

Ниже приводятся литологическая и емкостно-фильтрационная характеристики, а также насыщенности по горизонтам. Результаты оценки коллекторских свойств пласта и их насыщенности приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницае- мость, мкм ²	Коэфф-т открытой пористости, д.ед.	Нефте- насыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
Ю₂-I горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	12	18	-
	Количество определений, шт.	96	122	-
	Среднее значение	0.853	0.348	-
	Коэффициент вариации	1.182	0.129	-
	Интервал изменения	0.012- 4.555	0.188-0.409	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	392	340
	Количество определений, шт.	-	712	632
	Среднее значение	-	0,33	0,53
	Коэффициент вариации	-	0,11	0,20
	Интервал изменения	-	0,18-0,40	0,40-0,86
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений, шт.	1	-	-
	Среднее значение	0.04	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Ю₂-II горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	28	36	-
	Количество определений, шт.	340	420	-
	Среднее значение	1.562	0.362	-
	Коэффициент вариации	1.021	0.115	-
	Интервал изменения	0.01-6.77	0.198-0.409	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	979	885
	Количество определений, шт.	-	4407	4161
	Среднее значение	-	0.33	0.58
	Коэффициент вариации	-	0.095	0.174
	Интервал изменения	-	0.18-0.38	0.40-0.86
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	9	-	-
	Количество определений, шт.	9	-	-
	Среднее значение	0.391	-	-
	Коэффициент вариации	1.418	-	-
	Интервал изменения	0.035-1.37	-	-

Продолжение таблицы 7

Ю ₂ -III горизонт				
1	2	3	4	5
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	16	20	-
	Количество определений, шт.	178	209	-
	Среднее значение	1.244	0.343	-
	Коэффициент вариации	1.34	0.148	-
	Интервал изменения	0.0104-8.84	0.185-0.409	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	458	425
	Количество определений, шт.	-	935	871
	Среднее значение	-	0.324	0.55
	Коэффициент вариации	-	0.11	0.17
	Интервал изменения	-	0.20-0.39	0.40-0.83
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-
	Количество определений, шт.	3	-	-
	Среднее значение	0.457	-	-
	Коэффициент вариации	1.006	-	-
	Интервал изменения	0.200-0.788	-	-

Горизонт Ю₂-I. Породы коллектора представлены большей частью алевролитами, песками и реже песчаниками и алевролитами. Алевролиты разномелкозернистые с примесью мелкозернистого песка. Пески мелкозернистые, алевролитисто-глинистые, некарбонатные, с содержанием пелита в среднем 28%. Пески мелкозернистые, алевролитистые, слабоглинистые, известковистые.

По лабораторным исследованиям керна пористость изменяется в интервале 0,188-0,409 д.ед., проницаемость – 0,012-4,555 мкм², в среднем значения равны 0,348 д.ед. и 0,853 мкм².

По промыслово-геофизическим исследованиям пористость варьирует от 0,18 до 0,40 д.ед., в среднем составляя 0,33 д.ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,53 доли ед. и меняется от 0,40 до 0,86 д.ед. Количество определений пористости – 712 (в 392 скважинах), насыщенности – 632 (в 340 скважинах).

По ГДИС получено 1 определение проницаемости равное 0,04 мкм².

Горизонт Ю₂-II. Породы представлены песками, алевролитами, песчаниками, алевролитами изредка песчано-алевритовыми породами. Пески и песчаники являются преимущественно мелкозернистыми, алевролитистыми, некарбонатными или слабо известковистыми, с содержанием пелитовых частиц с размером менее 0,01 мм в среднем 24-28%. Алевролиты преимущественно крупнозернистые, часто мелко-среднезернистые,

песчанистые, некарбонатные, с содержанием пелита от 2,24 до 47,45%. Алевролиты крупно-среднезернистые, песчанистые, известковистые, с содержанием пелита от 21,7 до 37,86%.

По данным 420 образцов керна коэффициент пористости меняется от 0,198 до 0,409 д.ед., проницаемость от 0,01 до 6,77 мкм², в среднем равны 0,362 д.ед. и 1,562 мкм².

По 4407 определениям, полученным по результатам ГИС, значения пористости изменяются от 0,18 до 0,40 д.ед., нефтенасыщенность по данным 4161 определения колеблется в пределах 0,40-0,86 д.ед., в среднем 0,33 и 0,58 д.ед. соответственно. Количество определений пористости – 4407 (в 979 скважинах), насыщенности – 4161 (в 885 скважинах).

По 9 определениям ГДИС проницаемость меняется от 0,035 до 1,37 мкм², в среднем составляя 0,391 мкм².

Горизонт Ю₂-III. Породы-коллекторы представлены преимущественно песками, алевритами и изредка песчаниками и алевролитами. Пески, слагающие горизонт как в целом, так и его нефтяную часть, являются мелко-среднезернистыми, слабо алевритистыми, некарбонатными с содержанием пелита от 4,75 до 33%. Алевриты песчанистые с содержанием глинистой фракции от 10 до 37% и в среднем по горизонту равняется от 22 до 24%. Песчаники и алевролиты мелко-среднезернистые, известковистые.

Средние значения проницаемости и пористости по керну равны 1,244 мкм² и 0,343 д.ед., интервалы изменения равны 0,01-8,84 мкм² и 0,185-0,409 д.ед.

По ГИС пористость варьирует в диапазоне 0,20-0,39 д.ед., нефтенасыщенность – 0,40-0,83 д.ед. Количество определений пористости – 935 (в 458 скважинах), насыщенности – 871 (в 425 скважинах).

По ГДИС среднее значение проницаемости равно 0,457 мкм² и меняется в пределах от 0,20 до 0,788 мкм².

Таблица 8 – Статистические ряды распределений проницаемости

№№ п/п	По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, мкм ²	Число случаев	Интервалы изменения, мкм ²	Число случаев
1	2	3	4	5
Ю ₂ -I горизонт				
2	-	-	0,012-4,555	96
Ю ₂ -II горизонт				
3	-	-	0,01-6,77	340
Ю ₂ -III горизонт				
4	-	-	178	0,01-8,84

Блок Ша и горизонты Ю1, Ю2 и Ю3 были выбраны для анализа выгод горизонтальных нефтяных скважин на месторождении Кенкияк. Выше перечисленные геологические и петрофизические свойства были использованы в геоячейстой и петрофизической модели, а также свойства флюидов и относительные проницаемости были взяты из аналогового месторождения в гидродинамической модели. Вместо того чтобы брать всю историю добычи существующих скважин, мы использовали 5 условных нефтяных скважин, которые покрывают такое же истощение на месторождении.

Зависимость свойств PVT нефти газа от давления приведены на рисунках 12 – 17.

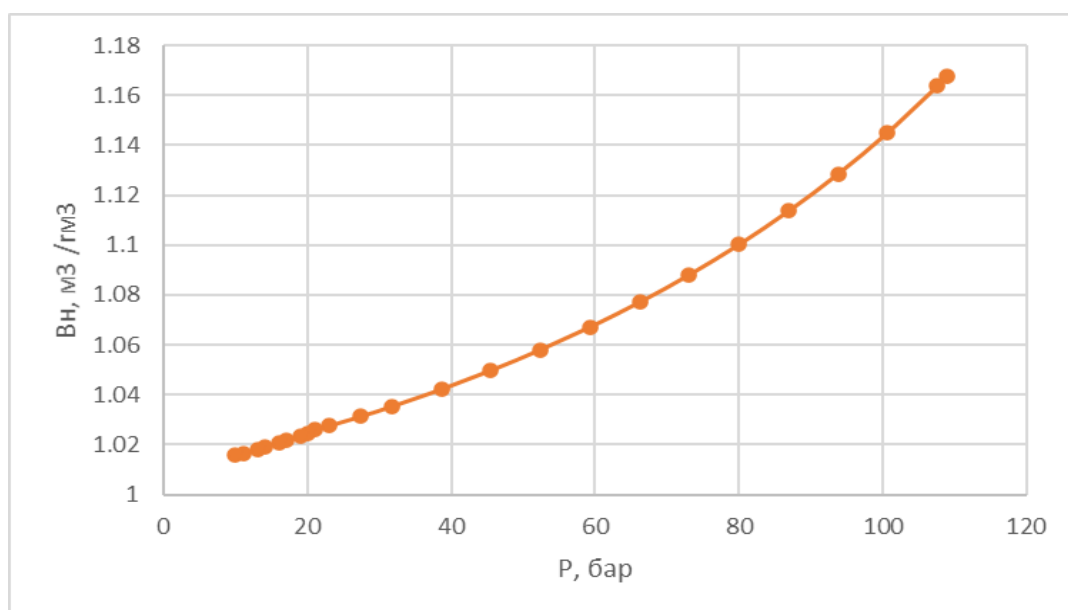


Рисунок 12 – Зависимость объемного коэффициента нефти от давления

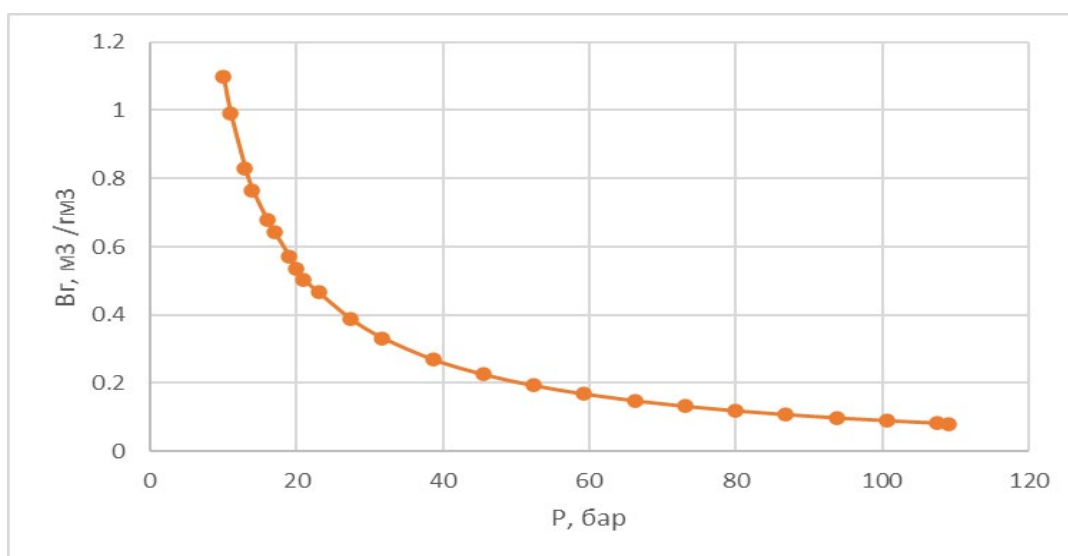


Рисунок 13 – Зависимость объемного коэффициента газа от давления

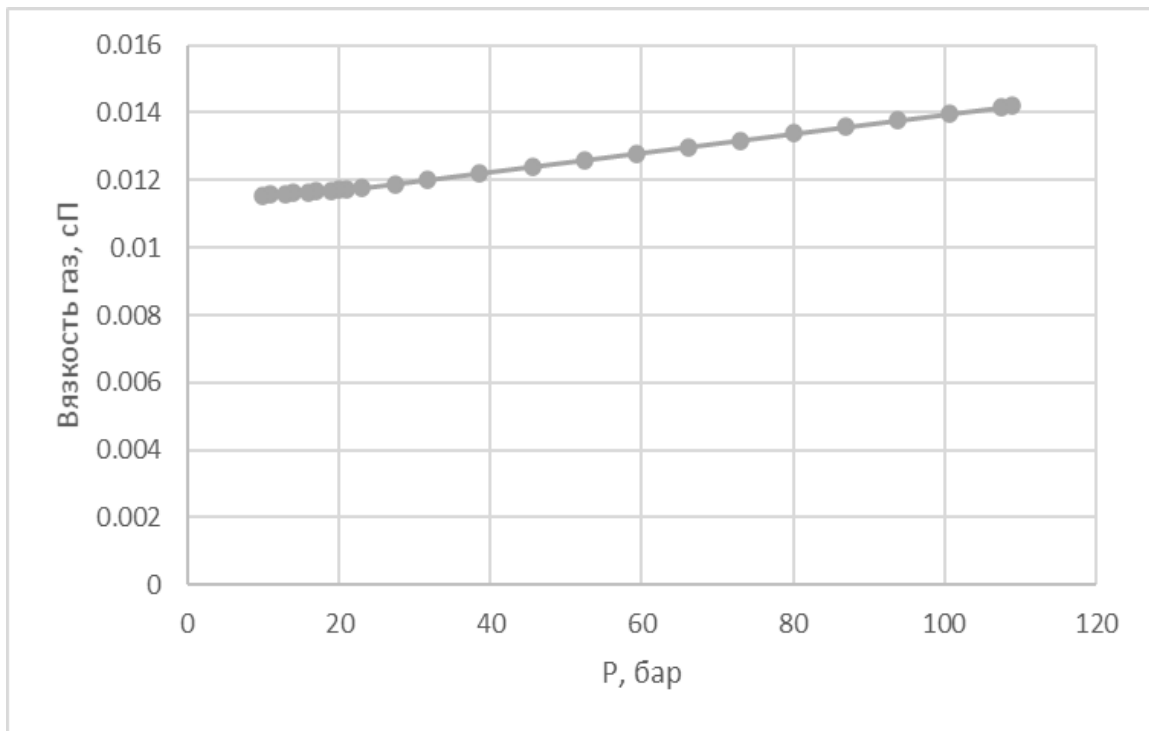


Рисунок 14 – Зависимость вязкости газа от давления

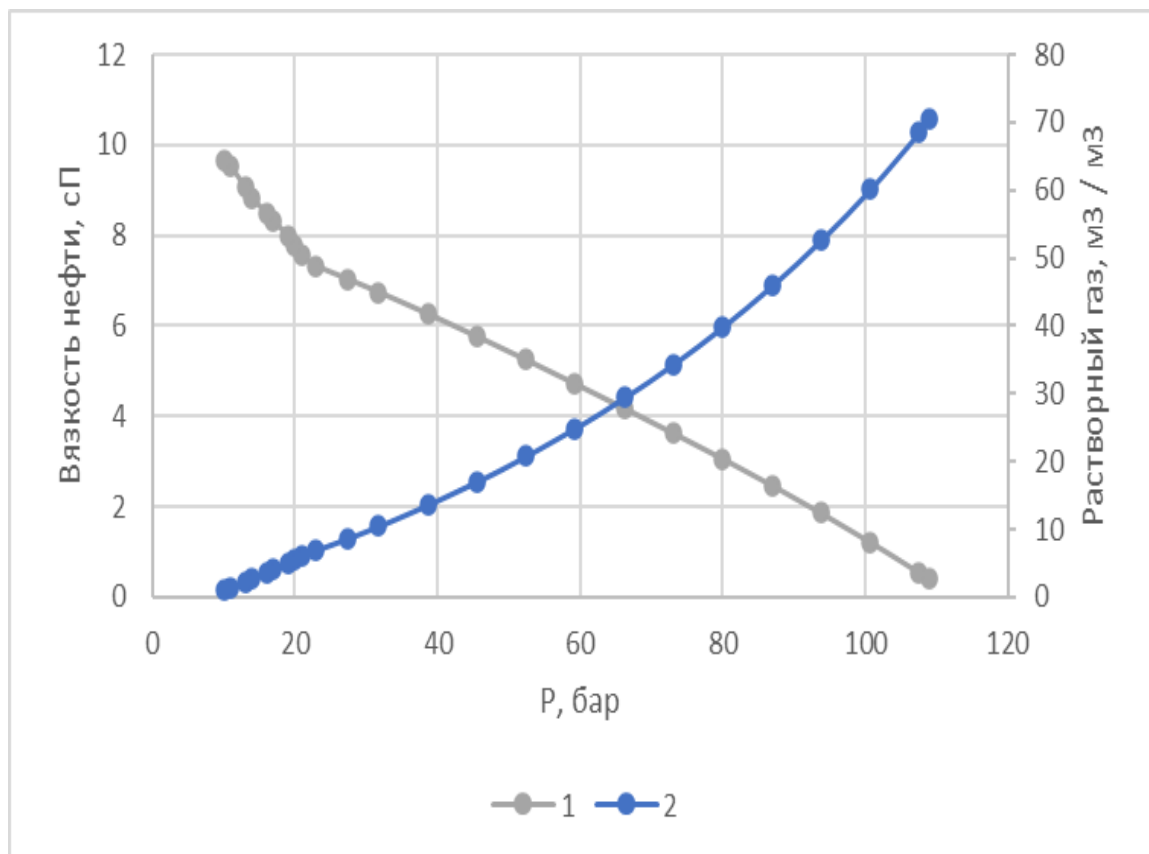
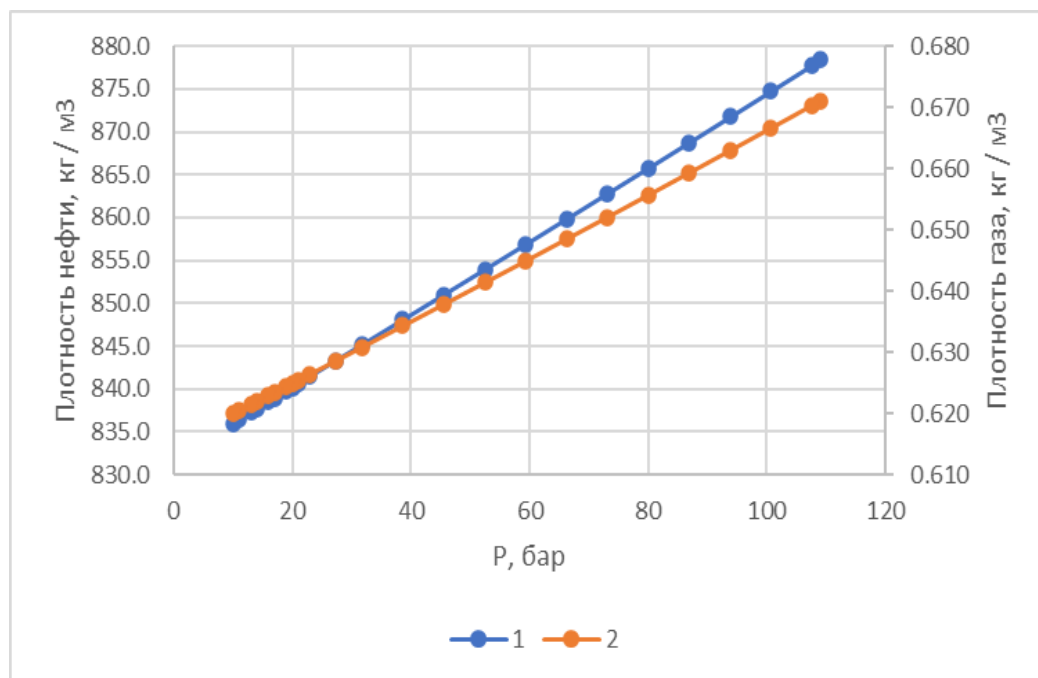


Рисунок 15 – Зависимость вязкости нефти растворенного в нефти газа от давления



1-для нефти, 2-для газа

Рисунок 16 – Зависимость плотности нефти и газа от давления

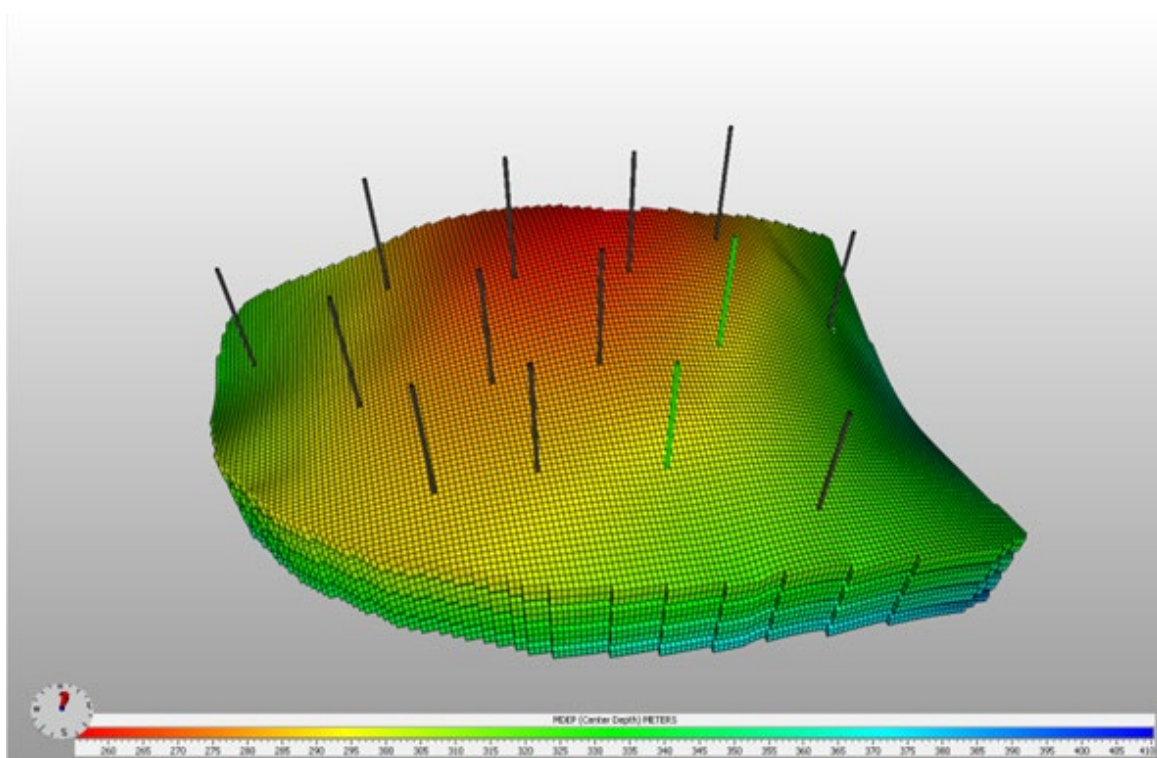
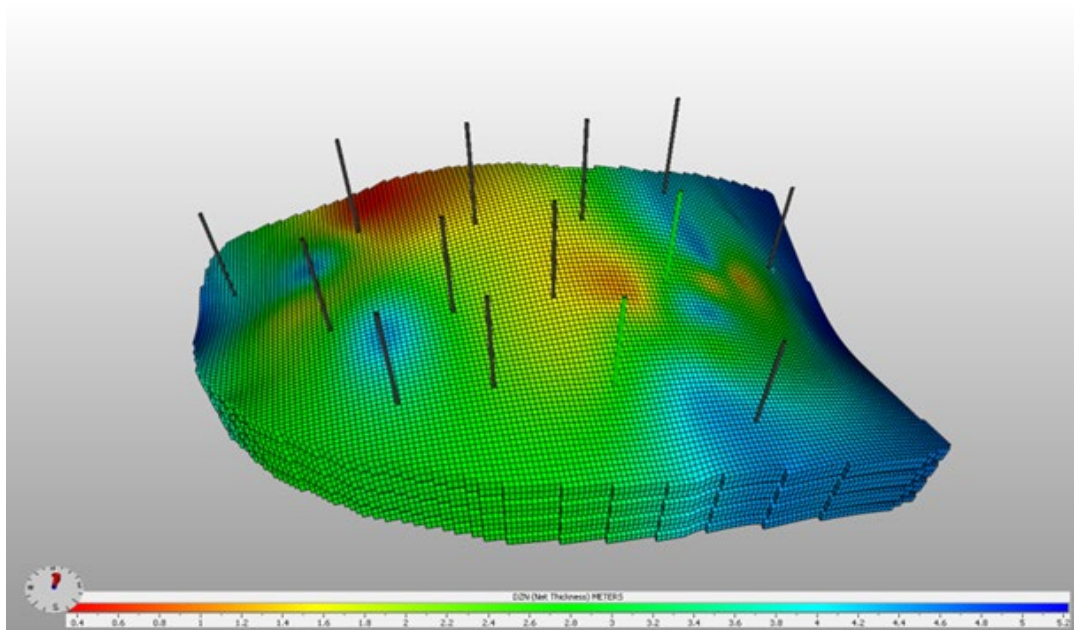
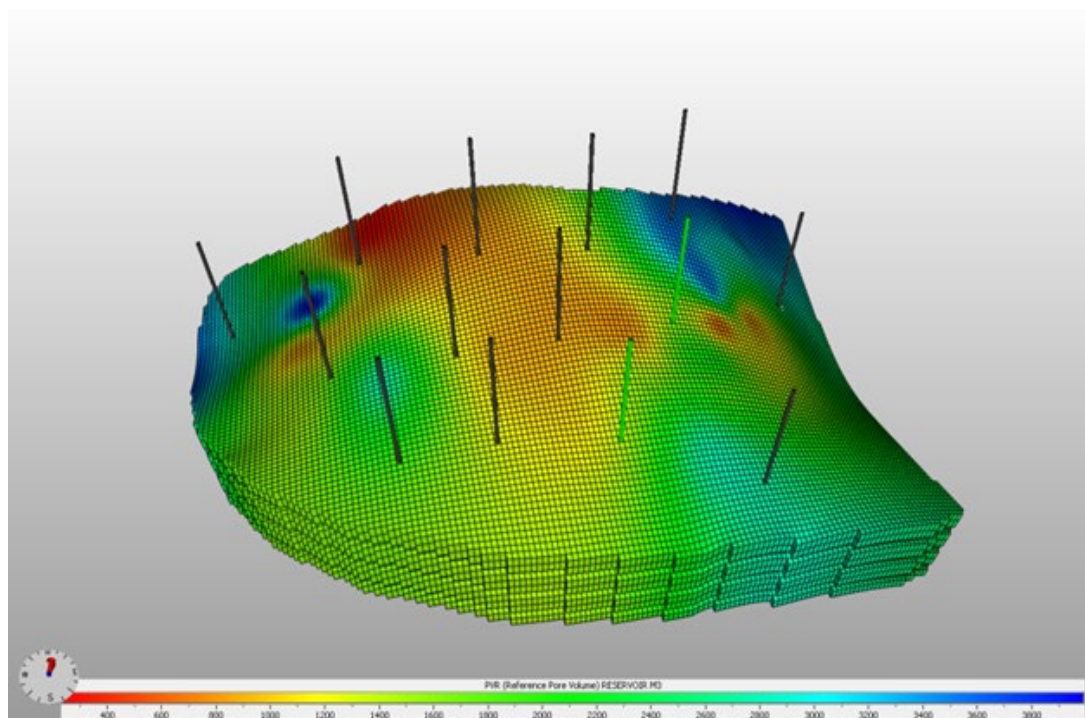


Рисунок 17 - Структурный вид пластовой модели

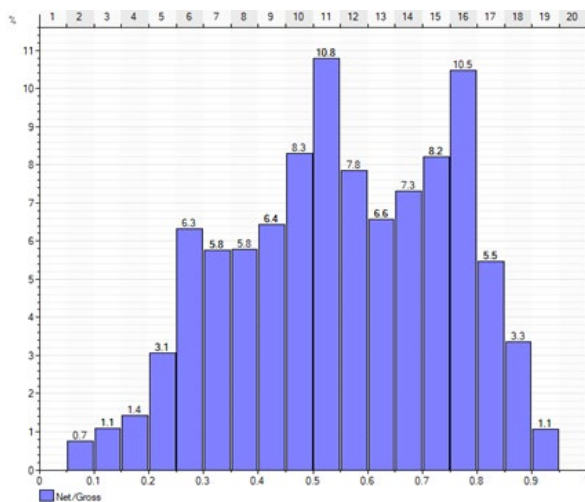


а) карта распределения эффективной мощности по площади

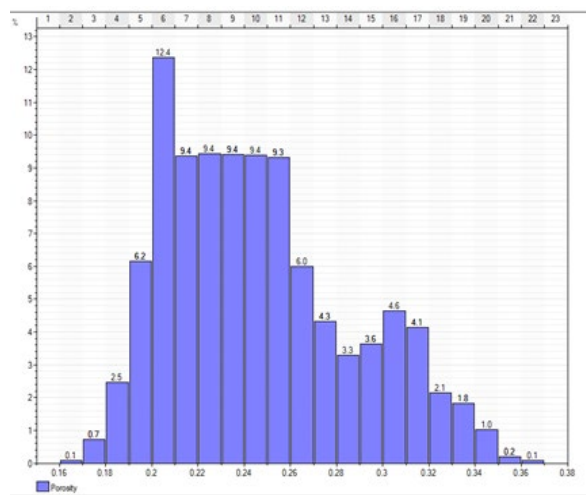


б) карта распределения пористости по площади

На рисунке 18-19 приведены гистограммы коэффициентов песчаности, пористости, водонасыщенности и абсолютной проницаемости по площади рассматриваемого блока.

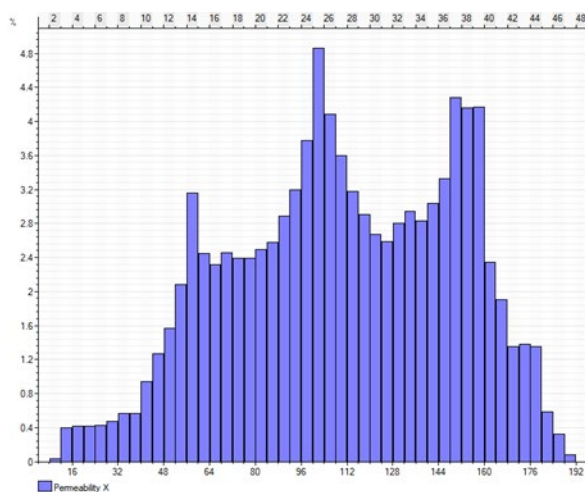


Коэффициент песчаности

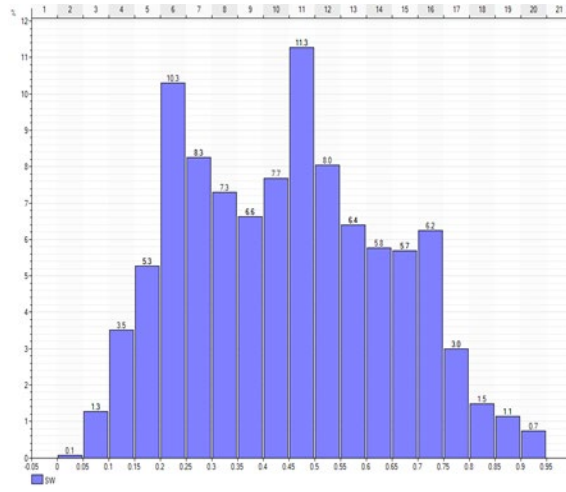


Пористость

Рисунок 18 – Гистограммы коэффициентов песчаности и пористости



Водонасыщенность



Проницаемость, мД

Рисунок 19 – Гистограммы коэффициентов водонасыщенности и абсолютной проницаемости по площади рассматриваемого блока

В выбранном блоке 5 действующих нефтедобывающих скважин (P1, P2, P3, P4 и P5). Все эти нефтедобывающие скважины пробурены практически вертикально в восточной части блока и впоследствии перфорировали весь горизонт Ю1, Ю2 и Ю3. История добычи по этим скважинам доступна с января 2019 года, и есть несколько данных испытаний давления на основе анализа накоплений.

Начальные данные для залежи составляют следующие значения:

- начальное пластовое давление 50 bar;
- пластовая температура 45C⁰;
- давления насыщения 50 bar;
- начальная водонасыщенность 0,24;
- начальная нефтенасыщенность 0,76;

- радиус скважин 0,1м;
- длина горизонтального ствола $\eta=200$ м;
- геометрические размерности выбранного блока: $l_x=3800$ м, $l_y=6660$ м, $l_z=60$ м

Для перехода от геологической модели к гидродинамической необходимо проведение процесса ремасштабирования.

Ремасштабирование геологической модели по латерали не производилось, и гидродинамическая сетка в пласте соответствует геологической с тем же горизонтальным разрешением 50x50 м.

3.3 Адаптация фильтрационной модели по данным истории разработки и прогнозная задача

Для уточнения гидродинамической модели используется адаптация модели, по данным история разработки залежи, т.е. на модели воспроизводится вся динамика предшествующей разработки залежи и путем настройки параметров модели добиваются наиболее точного соответствия историческим показаниям. Вместо того чтобы брать всю историю добычи существующих скважин, мы использовали 5 условных нефтяных скважин, которые покрывают такое же истощение на месторождении.

Адаптация модели к условиям пласта и истории его разработки производится с помощью минимизируемых критериев качества [11,66,78,107 и др.]:

$$J(u) = (\bar{P}_{рас.} - \bar{P}_{фак.})^2 + \sum_{j=1}^N \left[C_N (Q_{N_{рас.}}^j - Q_{N_{фак.}}^j)^2 + C_B (Q_{B_{рас.}}^j - Q_{B_{фак.}}^j)^2 + C_G (Q_{G_{рас.}}^j - Q_{G_{фак.}}^j)^2 \right] \quad (36)$$

Здесь j – номер замера на скважине; N – количество проведенных замеров; $\bar{P}_{рас.} - \bar{P}_{фак.}$ – среднее расчетное и фактическое пластовое давления залежи в момент времени t ; Q_N^j, Q_B^j, Q_G^j добыча нефти, воды и газа соответственно на момент проведения j -го замера на скважине.

C_N, C_B, C_G – нормирующие множители.

Через u обозначен вектор управляющих параметров.

В качестве управляющих параметров выступают следующие:

- добыча нефти, воды и газа
- параметры относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, как коэффициенты, зависящие от водонасыщенности;

Минимизация функции $J(u)$ осуществляется при помощи итерационной градиентной процедуры поиска экстремума, для реализации которой необходимо определять функциональные производные по идентифицируемым параметрам. Поэтому решение обратной задачи включают в себя получение сопряженной системы дифференциальных

уравнений Маскета-Мереса и последующее ее решение путем вариации по независимым переменным исходной системы уравнений.

При восстановлении истории разработки наиболее надеждой промысловой информацией являлись динамические пластовые давления, отборы воды, отборы жидкости, суммарный отбор флюидов, водный процент в суммарной жидкости и поровый объем пласта. До восстановления истории разработки были подобраны относительные фазовые проницаемости в стандартной форме в виде:

$$\begin{aligned} K_b(S) &= -13,884 S^4 + 29,04 S^3 - 18,23 S^2 + 4,4343 S - 0,3629 \\ K_H(S) &= -37,436 S^4 + 95,108 S^3 - 81,919 S^2 + 25,794 S - 1,5463 \\ K_r(S) &= -15,6466 S^4 + 36,2015 S^3 - 22,4564 S^2 + 2,6506 S - 0,2461 \end{aligned} \quad (37)$$

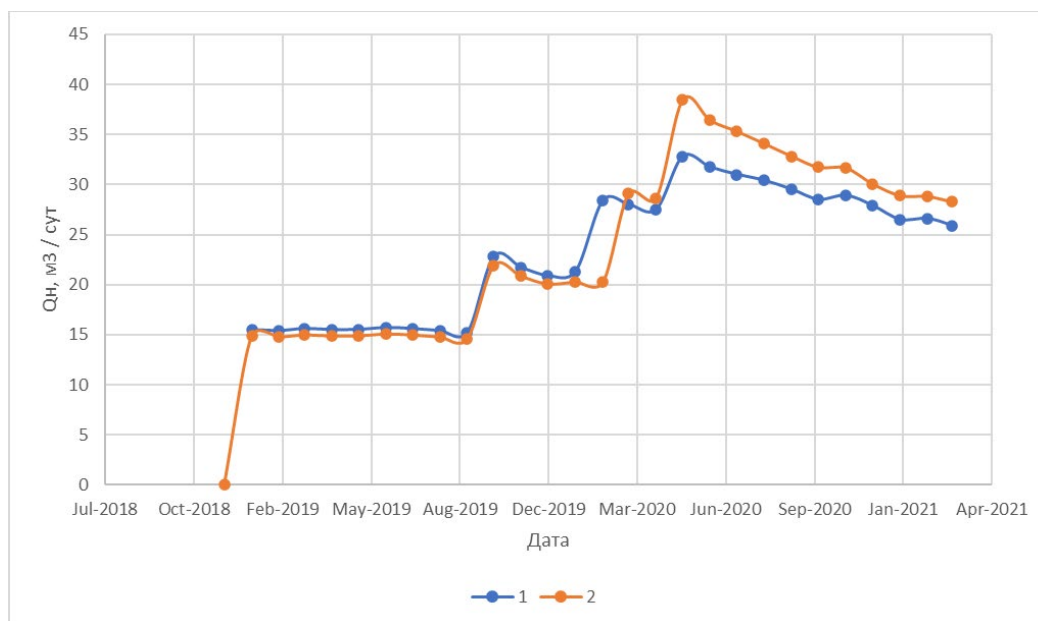
Показатели динамики отборов показаны для двух вариантов – исходного и адаптированного. Исходный вариант получен путем аппроксимации только данных параметров скважин на площадь объекта, а адаптированный – путем такой же аппроксимации, но при этом к данным по скважинам добавлены предполагаемые распределения в межскважинном пространстве. Например, теоретически, для абсолютной проницаемости из анализа керна известны (или вообще отсутствуют) только некоторые данные по отдельным скважинам. С помощью интерполяции рассчитываются все значения проницаемости для каждой сеточной точки. Однако эти значения пока неточные, и они адаптируются (корректируются) в ходе восстановления истории – на этапе сопоставления фактических и расчетных значений отбора жидкости. Аналогичным образом корректируется и поровый объем (если геологические запасы углеводородов определены не достаточно точно).

Хорошая согласованность результатов фактических (тестовых) и расчетных значений показателей разработки исходного и адаптированного вариантов позволяет определиться в функциях относительных фазовых проницаемостей, трендовые зависимости которых от водонасыщенности имеют вид:

$$\begin{aligned} K_b(S) &= -8,8003 S^4 + 13,803 S^3 - 3,55225 S^2 - 0,6291 S - 0,1696 \\ K_H(S) &= -19,252 S^4 + 55,704 S^3 - 54,26 S^2 + 18,819 S - 0,9899 \\ K_r(S) &= -9,0365 S^4 + 15,6655 S^3 - 5,6807 S^2 + 17,5065 S - 0,7845 \end{aligned} \quad (38)$$

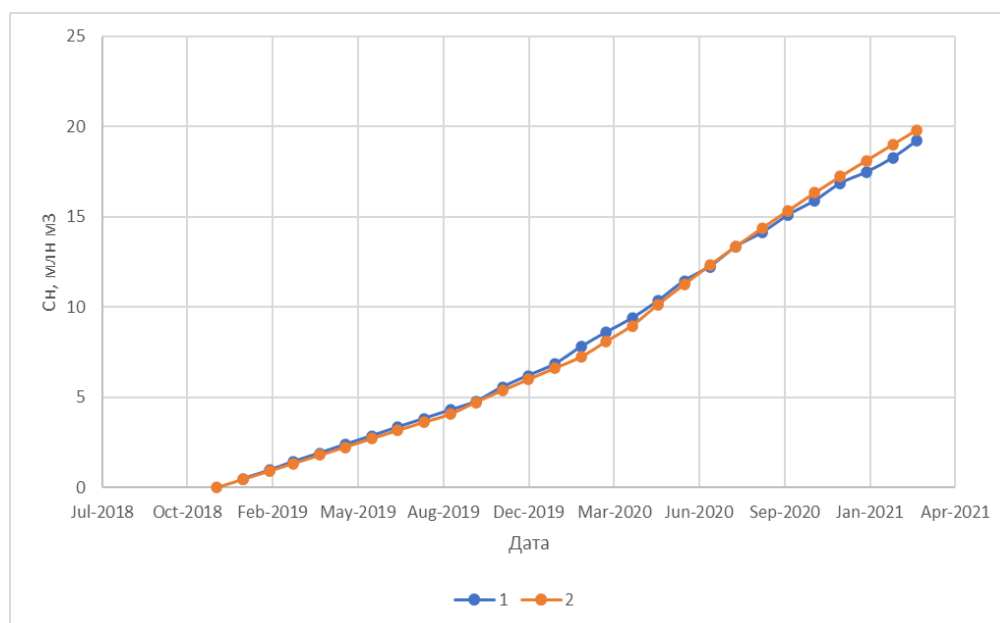
Отметим, что в случаях отсутствия по различным причинам исследований, позволяющих определить текущие параметры по каждому отдельному пласту, предлагается проводить адаптацию истории разработки месторождений для фиктивных параметров, но с относительно коротким временем прогнозирования, обеспечивающим надежную точность нефтеводонасыщенности.

Результаты адаптации основных технологических показателей разработки нефти, газа, накопленной добычи нефти и среднепластового давления приведены на рисунках 20 – 25.



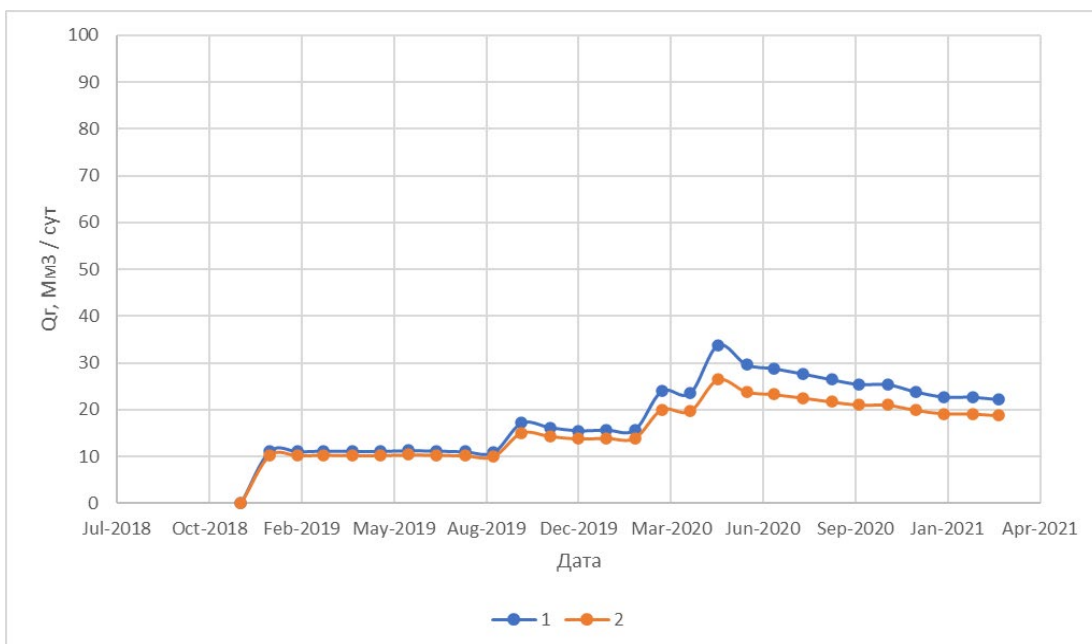
1 - измеренная суточная нефтедобыча; 2 - теоретически рассчитанная суточная нефтедобыча

Рисунок 20 – Динамика добычи нефти



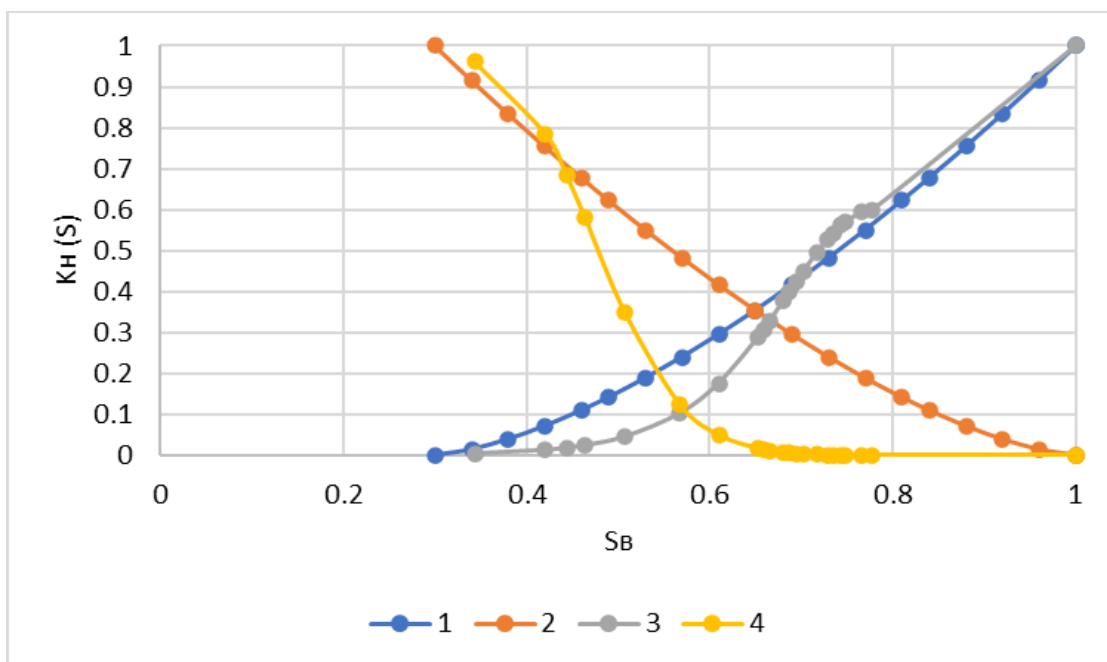
1- измеренная накопленная годовая нефтедобыча; 2 - теоретически рассчитанная годовая нефтедобыча

Рисунок 21 – Накопленная добыча нефти



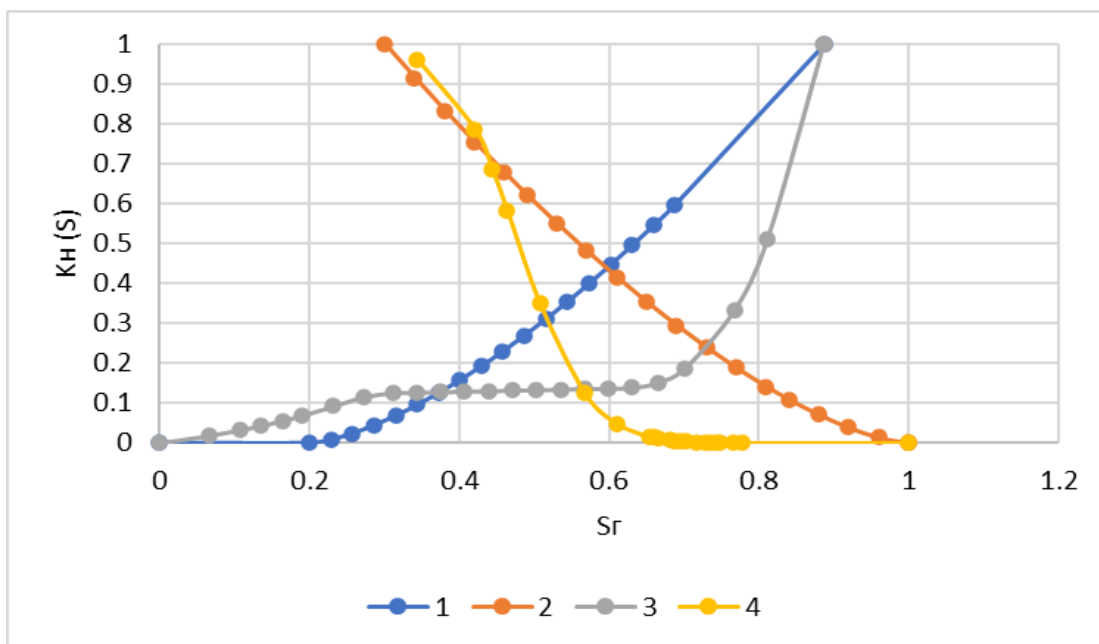
1 - измеренная суточная газодобыча; 2 - теоретически рассчитанная суточная газодобыча

Рисунок 22 – Динамика добычи газа



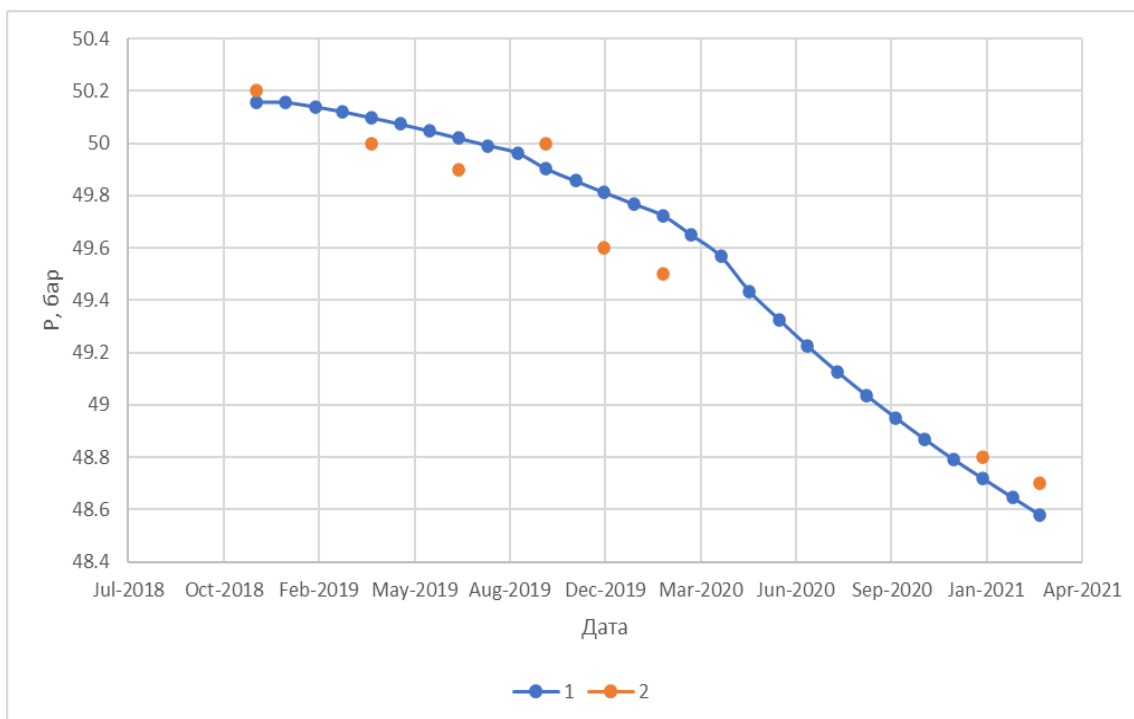
1 – ОФП по воде до адаптации; 2 – ОФП по нефти до адаптации;
3 – ОФП по воде после адаптации; 4 – ОФП по нефти после адаптации

Рисунок 23 – Зависимости ОФП по нефти и воде от коэффициента водонасыщенности



1 – ОФП по газу до адаптации; 2 – ОФП по нефти до адаптации;
 3 – ОФП по газу после адаптации; 4 – ОФП по нефти после адаптации;

Рисунок 24 – Зависимости ОФП по газу и нефти от коэффициента газонасыщенности



1 - теоретические значения среднепластового давления
 2 - фактические значения среднепластового давление

Рисунок 25 – Зависимость среднепластового давления от времени

В моделируемом блоке месторождения на основании новых скважин, которые будут пробурены до конца 2025 года, рассмотрена прогнозная задача:

При этом стратегия размещения планируемых скважин определялась по площади дренажа действующих скважин (рисунок 26).

В план размещения включены шесть ($P_6, P_7, P_8, P_9, P_{10}, P_{11}$) дополнительных нефтедобывающих и водонагнетательных скважин (W_1, W_2, W_3), в оставшийся нефтяной и водной зоне в соответствии.

Были рассмотрены три варианта развития сценария для сравнения показателей разработки месторождений для различных конструкций скважин. Все 6 новых нефтяных скважин соответственно принимались или вертикальными, или наклонными, или горизонтальными.

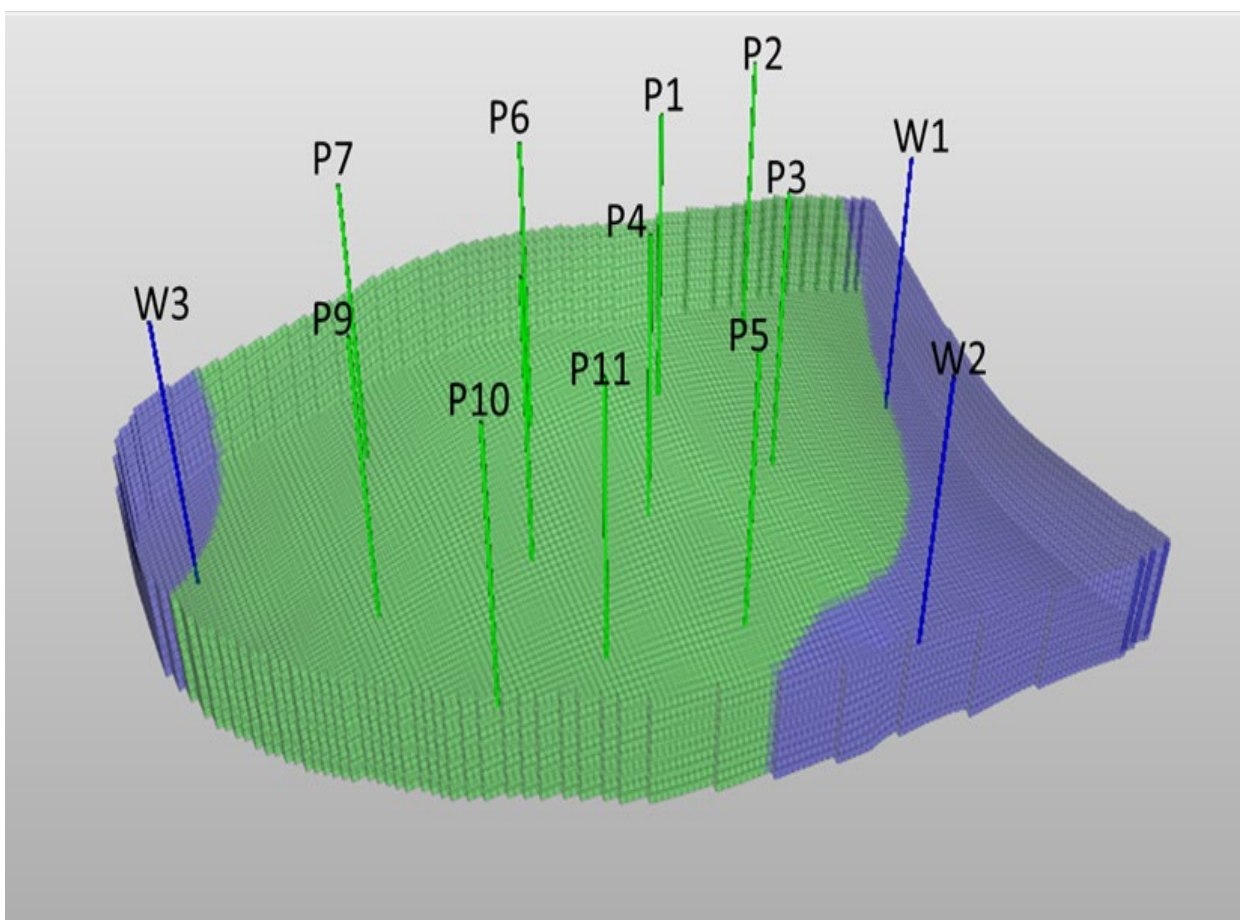
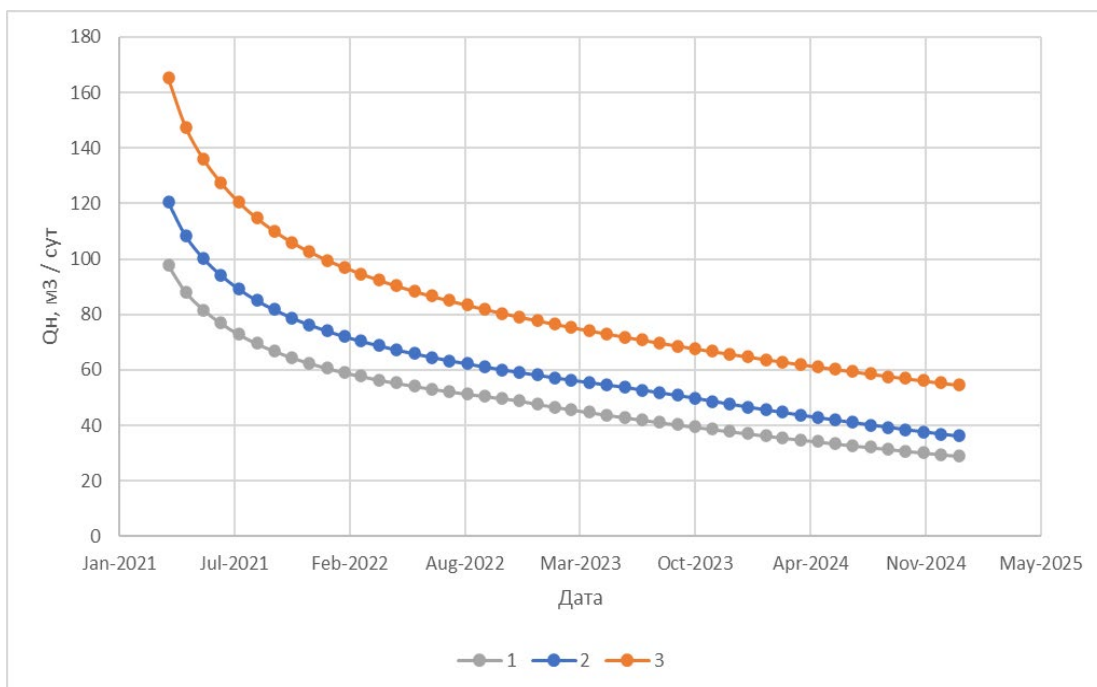
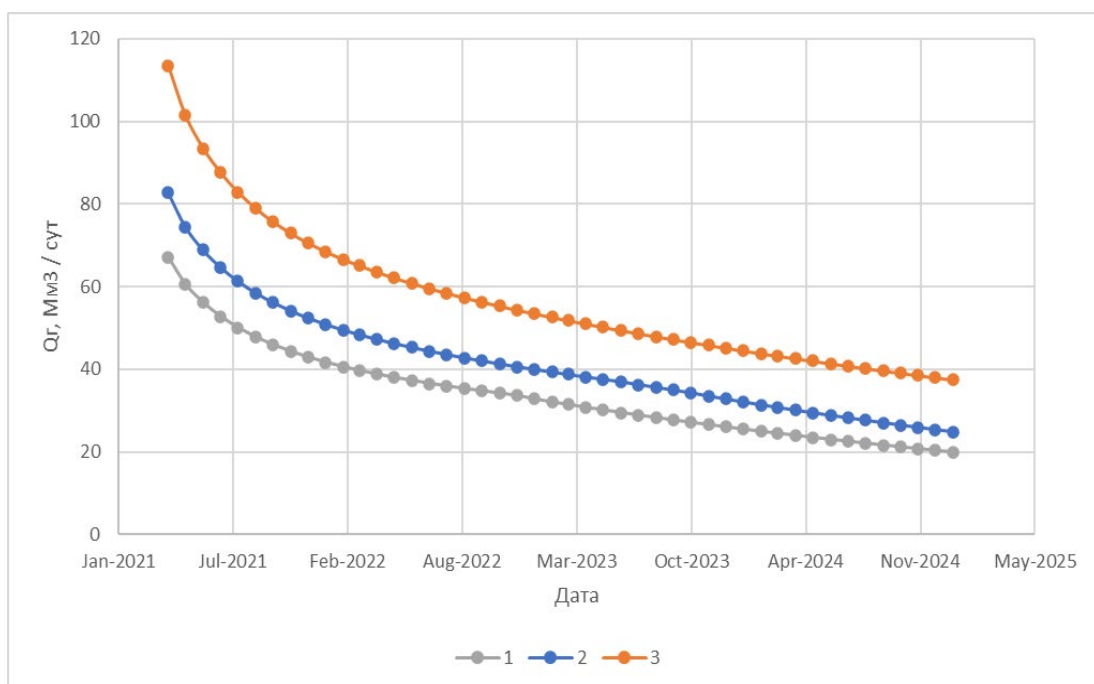


Рисунок 26 – План размещения новых скважин



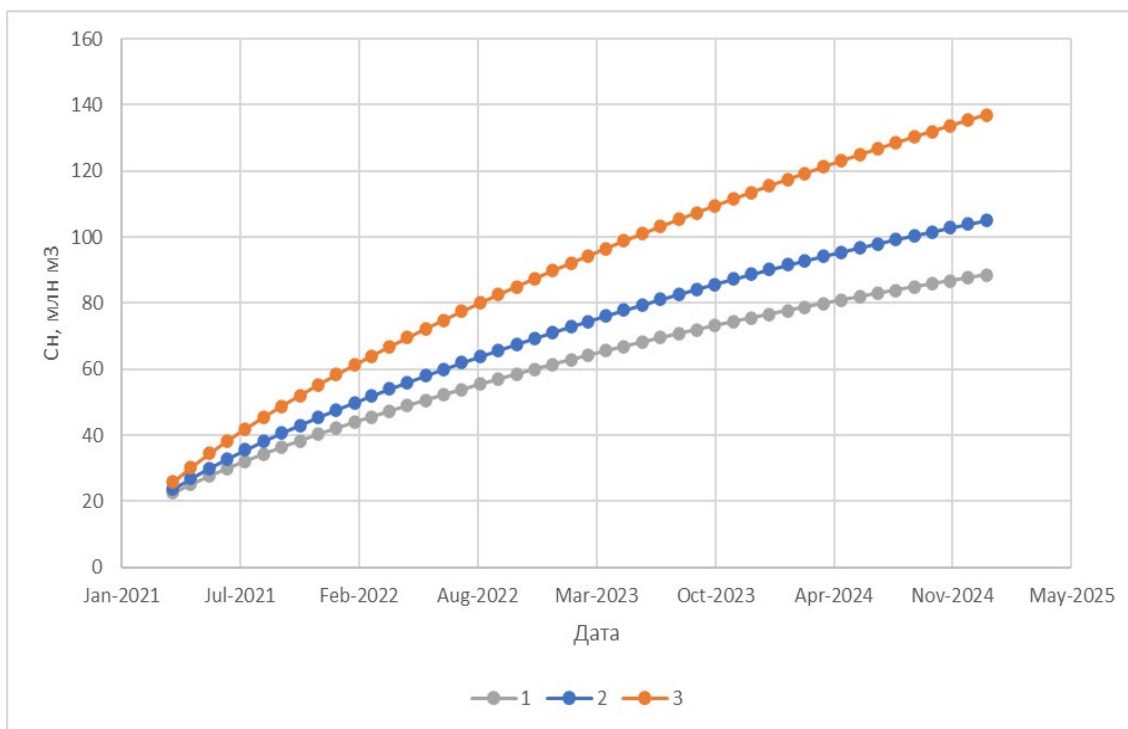
1, 2, 3- соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

Рисунок 27 – Динамика добычи нефти



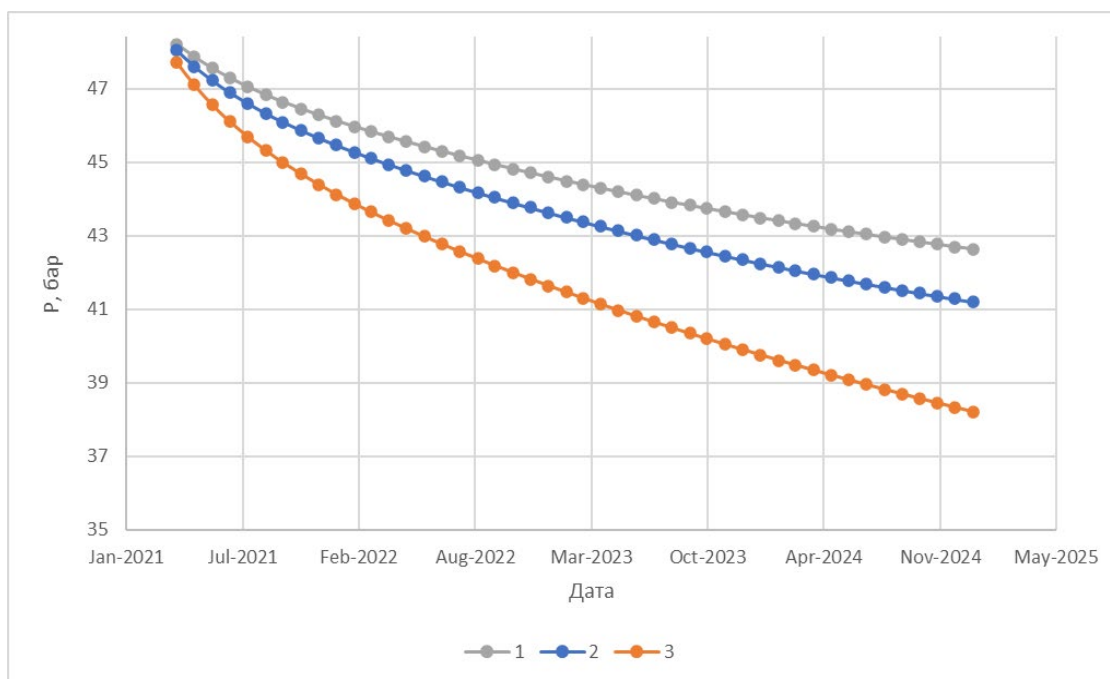
1, 2, 3- соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

Рисунок 28 – Динамика добычи газа



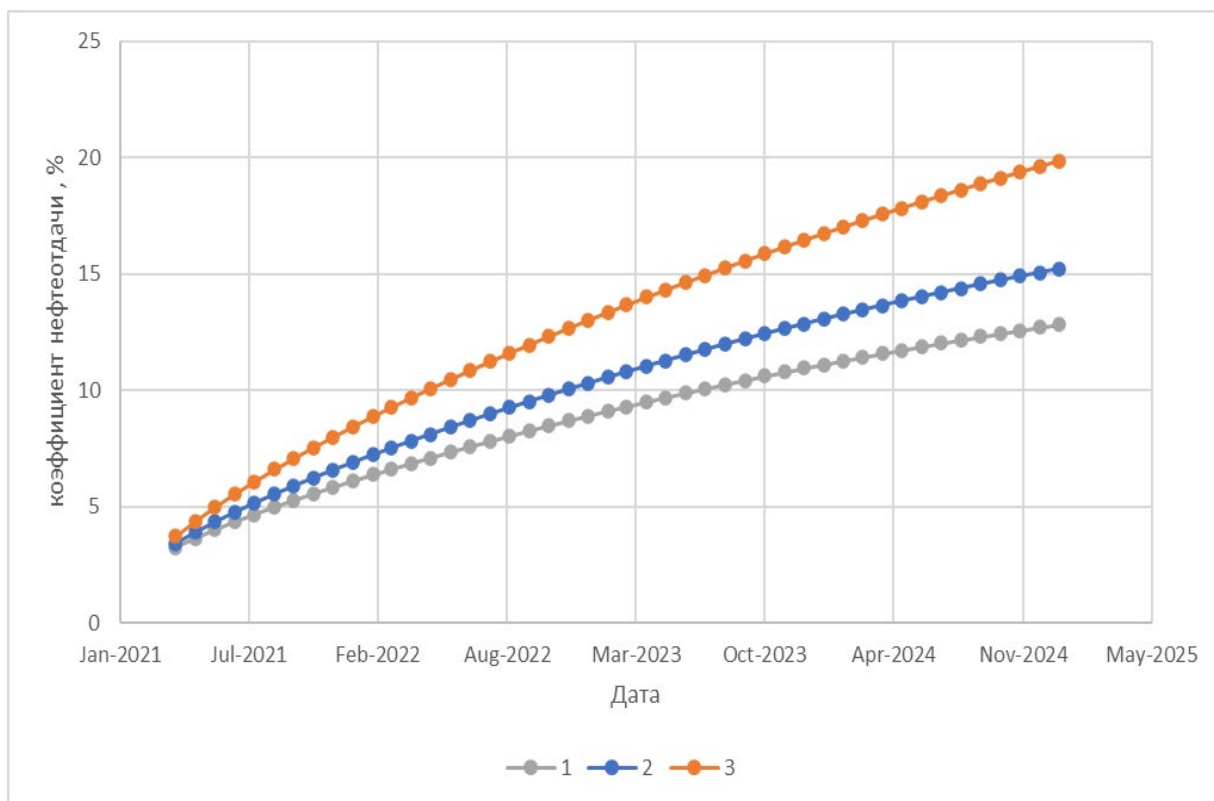
1, 2, 3- соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

Рисунок 29 – Накопленная добыча нефти



1, 2, 3 - соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

Рисунок 30 – Зависимость средне пластового давления от времен



1, 2, 3 – соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин.

Рисунок 31 – Изменение коэффициента нефтеотдачи от времени

С целью прогнозирования ожидаемых начальных показателей разработки, рассматриваемого блока месторождения, с помощью имитационной модели коллектора проведен расчетный анализ с учетом показателей действующих скважин, результаты которых представлены на рисунках 27-31.

По результатам расчетов, ожидается достижение коэффициента нефтеотдачи до 20% за счет действующих и планируемых горизонтальных скважин, что составляет 7% прироста в конце 2024 года (рисунок 32).

Динамика изменения среднепластового давления от времени для различных конструкций скважин приведена на рисунке 31.

Как видно из рисунков при эксплуатации скважины, пробуренной вертикально, динамика изменения пластового давления сильно отличается по сравнению с наклонной горизонтальной скважиной. И это естественно приводит к быстрому падению давления в пласте, из-за большого количества жидкости, добытой из скважины в случае наклонного и горизонтального вариантов.

Выводы по разделу 3

На основе трехмерного гидродинамического моделирования проведена адаптация секторной модели к фактическим показателям эксплуатации окружающих скважин.

Сравнение расчетных и фактических показателей разработки секторной модели месторождения показало высокую степень достоверности, построенной геолого-гидродинамической имитационной модели коллектора, достаточную для проведения прогнозных расчетов с различными конструкциями скважин.

На примере реального объекта получена количественная оценка возможного улучшения динамики показателей разработки и выработки запасов нефти из пласта за счет трансформации существующей системы разработки на основе горизонтальных скважин.

4 Повышение эффективности разработки залежей на примере месторождений Казахстана с применением горизонтальных скважин

4.1 Анализ опыта применения методов увеличения нефтеотдачи в сочетании с горизонтальными скважинами.

При первичном извлечении нефти из месторождений трудноизвлекаемых нефтей в целом, как показывает опыт, достигается нефтеизвлечение не более 10% от начальных геологических запасов. Методы заводнения применяются на залежах с тяжелой нефтью, согласно выполненным в последнее время классификациям относящимся ко второй группе трудноизвлекаемых нефтей, в течение нескольких лет [108,109], в результате которого извлечение может быть гораздо большим, но эффективность процесса уменьшится, если учесть, что при этом вязкость выше нескольких сот сантипуаз, и уровень обводненности высокий, а также существует необходимость перерабатывать значительные объемы воды, но тем не менее, значительное количество нефти остается в недрах. Для увеличения нефтеизвлечения необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Опыт разработки месторождений Казахстана, таких, как Каражанбас, подтверждает успешность применения тепловых методов, в частности, закачки пара, иногда альтернативой могут стать химические методы увеличения нефтеотдачи, например, метод солянокислотной обработки.

Двумя основными процессами химических методов увеличения нефтеотдачи являются также полимерное заводнение. Принцип полимерного заводнения состоит в увеличении вязкости закачиваемой воды. Полимер также может улучшить горизонтальную и вертикальную эффективность вытеснения, например, за счет увеличения падения давления в высокопроницаемых пластах, тем самым отводя поток в менее проницаемые участки.

Основная особенность применения химических методов при добыче тяжелых нефтей состоит в том, что оторочку высоковязкой нефти трудно сместить что ограничивает приемистость вертикальных скважин, особенно в тонких пластах-коллекторах, которые являются главной целью для химических методов. С развитием горизонтального бурения ситуация стала выглядеть иначе. Как отмечается в работе [109], большинство проектов, связанных с данной технологией, было реализовано в крупном масштабе.

Таким образом, использование горизонтальных скважин в сочетании с полимерным заводнением позволяет увеличить КИН и добычу на месторождениях тяжелых и высоковязких нефтей, что присуще большинству месторождений Казахстана. В связи с этим существует несколько текущих крупномасштабных проектов [109,110].

Эти результаты свидетельствуют об эффективности полимерного заводнения на месторождениях трудноизвлекаемых нефтей с применением горизонтальных скважин.

Основные нефтяные месторождения вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительным ухудшением структуры запасов нефти: доля трудноизвлекаемых запасов существенно повысилась, достигнув почти 80 %, обводнённость продукции выросла. Проблема повышения эффективности дальнейшей разработки нефтяных месторождений может быть решена только за счёт широкого внедрения высокоэффективной комплексной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов, одним из важнейших элементов которой является широкое использование горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин. Бурение и эксплуатация горизонтальных, многозабойных разветвлённо-горизонтальных скважин, проводка горизонтальных стволов из старых стволов, получившие на Западе общее название «горизонтальные технологии», являются одним из ярких и перспективных достижений в нефтегазовой индустрии за последние два десятилетия. Исследованиями и практикой доказано, что применение горизонтальных технологий с соблюдением закономерностей и учетом механизма происходящих явлений и условий позволяет принимать технологические решения в ряде важных проблем разработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

4.2 Практическое обоснование и значимость гидродинамических параметров: экспресс- оценка

Как отмечалось, гидродинамическое моделирование предусматривает:

- проведение вычислительных экспериментов по определению и пространственной картине распространения зоны дренирования в объеме послойно-неоднородного коллектора;
- анализ и оценку риска аварийных ситуаций и динамики формирования конусов подошвенной воды;
- распределение интервалов по значению притока и скорости выработки в интервалах с разной проницаемостью коллектора.

В случае отличий проницаемости пропластков залежи более чем в 30 раз необходимо определить значения проницаемости для ячеек горизонтальных скважин наиболее интенсивных пропластков, для притока соответствующего среднему значению по длине ствола.

Показатель требуемой гидропроводности определяется как гармоническое среднее значений проницаемостей, вдоль ряда ячеек, перпендикулярных стволу. Она должна иметь одинаковое значение для всех рядов

$$\frac{N}{\frac{1}{K_0} + \sum_{i=1}^N \frac{1}{K_i}} = C \quad (39)$$

$$C \left(\frac{1}{K_0} + \sum_{i=1}^N \frac{1}{K_i} \right) = N \quad (40)$$

$$\frac{C}{K_0} + C \sum_{i=1}^N \frac{1}{K_i} = N \quad (41)$$

$$\frac{C}{K_0} = N - C \sum_{i=1}^N \frac{1}{K_i} \quad (42)$$

$$K_0 = \frac{C}{N - C \sum_{i=1}^N \frac{1}{K_i}} \quad (43)$$

где k_i – проницаемость i -го слоя выше и ниже горизонтального ствола;
 k_0 – проницаемость ячеек с ГС;

C – константа, определяющая среднее значение гидропроводности в опеределенном интервале ГС;

N – количество слоев от ГС до окончания зоны пространственно - неравномерного дренирования, умноженное на 2 [111].

Для оценки влияния количество слоев необходимо выбрать по всем направлениям: вверх, вниз, влево и вправо от ГС. Определив k_0 для всего интервала ствола рассчитываем параметры перфорации для выполнения условия равенства среднего значения гидропроводности значению константы.

Таким образом, зная геологические особенности, фильтрационно-емкостные характеристики нефтяного пласта, с использованием вышеприведенных зависимостей, можно оценить распределение гидропроводности, с помощью чего можно обосновать место бурения наиболее эффективных по дебиту горизонтальных скважин. Аналогичный почти подход был применен при освоении большого количества месторождений в других регионах, что рекомендовано нами также и для условий Казахстана.

4.3 Эффективность горизонтальных скважин

Технологии бурения и добычи горизонтальными скважинами являются одними из наиболее значительных скачков в нефтегазовой отрасли середины прошлого столетия. Применение современных методов и оборудования сделало горизонтальное бурение экономически эффективным методом разработки месторождений нефти, повышения продуктивности и нефтеотдачи пластов. Согласно обобщению опыта и анализу, выполненному различными исследователями существует четыре направления наблюдений с помощью горизонтальных скважин [113]:

- контроль конуса в относительно тонкой оставшейся части всей колонны;
- повышение эффективности охвата программы заводнения;
- повышение производительности в тонких/плотных коллекторах;
- экономия общих затрат на разработку в сочетании с предыдущими тремя применениями.

Здесь представлены основные области применения горизонтальных скважин а точнее, цели применения горизонтального бурения на различных нефтяных месторождениях Ирака, а также намечены пути преобразования деятельности мировых компаний в области горизонтального бурения вместе с иракским опытом. В данной статье рассматриваются различные примеры месторождений, чтобы показать тенденции применения технологии горизонтальных скважин как на морских, так и наземных нефтяных месторождениях. Основная цель данного исследования – продемонстрировать улучшение производительности этих нефтяных месторождений после применения технологии горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины сегодня представляют большой интерес для нефтяной промышленности, поскольку они предоставляют привлекательные средства повышения как производительности, так и эффективности добычи. Большие усовершенствования в технологии бурения позволяют бурить горизонтальные скважины со сложной траекторией и протяженностью на значительные глубины.

Для оценки эффективности горизонтальных скважин существуют различные методики, методические указания и другие руководящие документы. Обычно оценка ведется по утвержденной «Методике по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий». Для того, чтобы провести анализ успешности горизонтальной скважины, необходимо, чтобы она отработала не менее 30 дней. Если при этом фактические показатели окажутся на уровне более 90% по сравнению с плановыми, то скважина считается успешной. Оценка экономической эффективности осуществляется за текущий период. Согласно методическим указаниям при мониторинге фактических (или ожидаемых) результатов эффективности геолого-технического мероприятия и бурения необходимо представлять оценку с учетом ожидаемых (прогнозных) периодов, которые бы в сумме с фактическим периодом составляли скользящий период 5 лет для буровых работ. За последние несколько лет на некоторых месторождениях было пробурено достаточное количество горизонтальных скважин, эффективность которых заключается в увеличении отборов нефти (в отличие от вертикальных) и росте КИН. Дебиты пробуренных на сегодняшний день горизонтальных скважин на месторождениях Казахстана превышают дебиты вертикальных скважин, что свидетельствует об успешности бурения горизонтальных скважин. В качестве примера в литературе рассмотрена эффективность бурения горизонтальной скважины на одном из месторождений. Одной из

особенностей бурения горизонтальных скважин является применение системы телеметрии, которая позволяет вести полную запись информации, собранной во время бурения посредством геофизических исследований. Такая информация позволяет построить полную картину геологического разреза, пройденного скважиной. Так, если при бурении вертикального ствола имеется риск вскрыть непродуктивный пласт, то при бурении горизонтального ствола можно отклониться от проектной линии и задать ту траекторию, которая будет вскрывать более нефтенасыщенные участки продуктивного горизонта. Таким образом, проведенный анализ еще раз свидетельствует о большом преимуществе бурения и эксплуатации в пользу горизонтальных скважин, об их преимуществе перед вертикальными скважинами. Учитывая среднюю стоимость бурения горизонтальных скважин на рассматриваемом месторождении, капитальные вложения в которые в 3-4 раза превышают вложения при бурении вертикальных скважин, горизонтальные скважины оправдывают свои вложения путём наращивания темпа добычи, а также увеличения КИН посредством большего охвата залежей (площади) при меньшем количестве скважин. Рассматриваемое месторождение в настоящее время находится на поздней стадии разработки, и отличается низкими показателями по дебиту нефти при эксплуатации основного фонда скважин. Из различных работ, где приводятся результаты сравнительного анализа вложения в горизонтальные скважины оправдываются преимущественно большим дебитом, средние значения которого превосходят почти в 5-7 раз дебит вертикальных скважин. Стоит также отметить, что опыт иностранных компаний в данном вопросе свидетельствует о том, что горизонтальные скважины целесообразны в применении не только как добывающие скважины, но и как нагнетательные, что также, в свою очередь, наиболее эффективнее с точки зрения увеличения нефтеотдачи пластов по сравнению с вертикальными скважинами.

Вообще, обобщая опыт проводки горизонтальных скважин и результаты научно-исследовательских работ, можно отметить, что горизонтальные скважины эффективно используют в следующих случаях:

- в трещиноватых коллекторах с их помощью лучше дренируют нефтяные пласты;
- в коллекторе с подошвенной водой или с газовой шапкой горизонтальные скважины используют, чтобы уменьшить опасность обводнения или прорыва пластового газа в скважину;
- в низкопроницаемых коллекторах горизонтальные скважины лучше дренируют пласт, что позволяет сократить число скважин [108-112].

Вскрытие продуктивной толщи горизонтальным стволом скважины, как уже отмечалось, увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации и особенно эффективно для низкопроницаемых пород с вертикальной трещиноватостью. Мировой опыт использования горизонтальных нефтяных и газовых скважин

позволяет определить следующие наиболее целесообразные направления их применения:

- повышение продуктивности скважин за счет создания одного или нескольких горизонтальных забоев;
- повышение добывающих возможностей скважин за счет продления периода "безводной" эксплуатации;
- повышение степени извлечения углеводородов из недр за счет интенсификации перетоков углеводородов из низкопродуктивных зон по площади залежи к продуктивному разрезу;
- повышение степени извлечения жидких углеводородов за счет повышения эффективности процессов активного воздействия на пластовые флюиды;
- повышение эффективности создания и эксплуатации подземных хранилищ газа с помощью концентрированных систем горизонтальных скважин.

В настоящее время за рубежом использование горизонтальных скважин и их систем при разработке месторождений имеет массовый характер. Разветвленные и горизонтальные скважины бурят в сравнительно устойчивых продуктивных разрезах мощностью 20-40 м и выше. Проводка разветвленно-горизонтальных скважин в залежах определенного типа обеспечивает 20-кратное увеличение текущей добычи только при 2-3-кратном повышении стоимости бурения. Практика эксплуатации разветвленных и горизонтальных скважин показала, что производительность их по сравнению со средней производительностью соседних обычных скважин возрастает в 30-35 раз, а по сравнению с производительностью наиболее высокодебитных скважин - в 5-10 раз. При этом значительно увеличивается общая нефтеотдача залежей.

Проводка горизонтальных скважин характеризуется замедлением темпа углубления ствола и удорожанием буровых работ. Вследствие увеличения протяженности скважины за счет удлинения стволов в продуктивном пласте, роста накладываемых на технологию проводки скважин ограничений, а также усложнения буровых и геофизических работ стоимость и продолжительность бурения горизонтальных скважин в 1,5-2,5 раза выше, чем у обычных скважин. Экономическая эффективность горизонтального вскрытия продуктивных пластов в основном достигается за счет экономии средств и времени от сокращения числа скважин. При разработке нефтяных месторождений экономический эффект от применения этого способа вскрытия пластов достигается в результате сокращения капитальных затрат на бурение скважин и обустройство промыслов, а в последующем за счет сокращения эксплуатационных расходов [112]. Особенно высокая эффективность применения рассматриваемого способа вскрытия пластов достигается при разработке нефтяных залежей, представленных карбонатными коллекторами с их крайне неравномерной

нефте насыщенностью и проницаемостью. На таких месторождениях расходы по разработке могут быть сокращены не менее чем в 3-6 раз.

В Казахстане бурение и освоение горизонтальных скважин является перспективным направлением. В нашей стране имеется несколько месторождений, где пробурены горизонтальные скважины. Государство заинтересовано в увеличении добычи углеводородного сырья. Скважины с горизонтальными стволами могут послужить отличным направлением для осуществления данной цели. В этих условиях Карачаганак наиболее рациональное направление улучшения использования трудно-извлекаемых запасов - переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением горизонтальных скважин ГС, которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов. Особенно важно применять системы разработки с ГС на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, разрозненностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

Следовательно, повышается степень охвата пласта дренированием, возникает возможность увеличить воздействие рабочим агентом. Горизонтальные стволы, проходя по продуктивному пласту на сотни метров, а в отдельных случаях несколько сотен метров, могут открыть в неоднородном пласте участки трещиноватых зон с повышенной проницаемостью, что позволит получить по этим скважинам дебиты в несколько раз выше, чем по вертикальным. Появляется возможность разбурить газонефтяные залежи с обширными подгазовыми зонами и водо-нефтяные залежи значительно меньшим числом скважин и разрабатывать эти объекты при минимальных депрессиях.

Мировой и отечественный опыт проводки горизонтальных скважин свидетельствует о том, что их применение позволяет значительно улучшить текущие технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов, а в ряде случаев перевести забалансовые запасы нефти в балансовые: в частности, темпы отбора нефти из систем ГС по сравнению с системами вертикальными скважин (ВС) повышаются в 3-5 раз, увеличиваются дебиты скважин, сокращаются сроки разработки. Можно предположить, что применение ГС в этих условиях позволит обеспечить темпы выработки запасов на уровне рентабельности. Годовой темп отбора может быть не менее 2-3%, в то время как при применении ВС этот показатель не превышает 1-1,5%. При этом необходимо отметить, что удельные извлекаемые запасы в расчете на одну ГС раза выше, чем для ВС [112].

Использование горизонтальных скважин требует за счет сокращения их общего числа на объектах значительно меньших в 1,5-2 раза капитальных вложений на бурение скважин при относительном росте до 70% стоимости

каждой горизонтальной скважины за счет усложнения их конструкций. Однако, при массовом бурении горизонтальных скважин стоимость одного метра проходки, как показывает мировой опыт, может быть доведена до стоимости проходки вертикальных скважин. Это создает еще более благоприятные предпосылки для повышения эффективности использования горизонтальных скважин.

Цель данной работы заключалась в обосновании целесообразности перехода на принципиально новые системы разработки с применением горизонтальных скважин для увеличения дебита жидких углеводородов на примере месторождения Карачаганак [112].

Для моделирования были отобраны 20 скважин, которые расположены на различных участках коллектора. Эти скважины были отобраны из фонда намеченных для углубления существующих скважин и из первой группы проектных новых скважин.

Для каждой скважины были смоделированы разные схемы заканчивания:

- вертикальная скважина с вскрываемым интервалом 100-150 м;
- горизонтальная скважина с вскрываемым интервалом 200 м;
- горизонтальная скважина с вскрываемым интервалом 400 м;
- горизонтальная скважина с вскрываемым интервалом 600 м;
- горизонтальная скважина с вскрываемым интервалом 800 м.

Моделировалась работа скважин в течение двух лет с постоянной депрессией на забое в 3.0 МПа.

После этого был подсчитан коэффициент продуктивности по нефти (P_1) по каждой скважине и по каждой категории скважин с различной длиной горизонтальной секции, а также соотношение с продуктивностью вертикальной скважины. Соотношение продуктивности горизонтальных скважин с вертикальной $P_{гор.}/P_{верт}$ в зависимости от длины горизонтального ствола приводится в таблице 9.

Таблица 9 - Соотношение продуктивности горизонтальных скважин с вертикальной $P_{гор.}/P_{верт}$ в зависимости от длины горизонтального ствола

Длина горизонтального ствола $L_{гор.}$, м	$P_{гор.}/P_{верт.}$ факт.	$P_{гор.}/P_{верт.}$ расч.
0	1	1,042
200	3,6	2,042
400	5,7	3,692
600	7,4	6,411
800	8,5	10,894

График зависимости относительной продуктивности горизонтальных скважин от длины горизонтального ствола по обобщенным литературным данным для месторождений Казахстана представлен на рисунке 32.

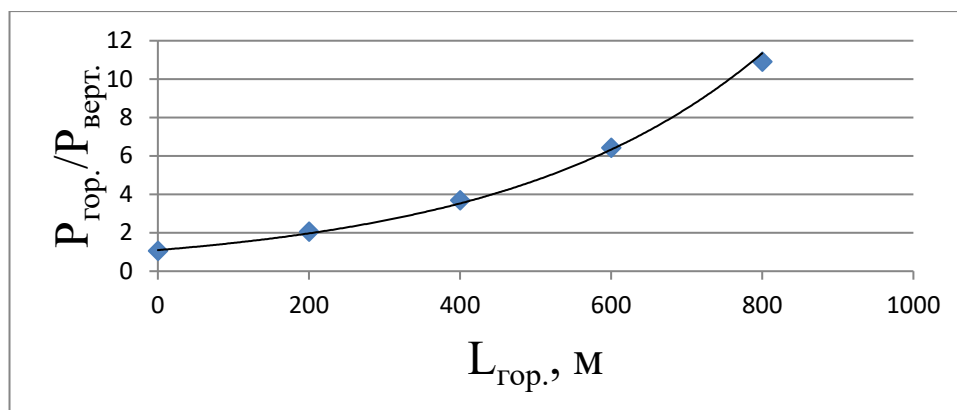


Рисунок 32 - Зависимость относительной продуктивности горизонтальных скважин от длины горизонтального ствола по обобщенным литературным данным для месторождений Казахстана

Отсюда видно, что с увеличением длины горизонтального ствола увеличивается соотношение между $P_{гор}$ и $P_{верт}$.

Для ориентировочных прогнозных расчетов получено следующее выражение:

$$\frac{P_{гор.}}{P_{верт.}} = 1,541 * e^{0,0025L_{гор.}} - 0,5 \quad (44)$$

Следует отметить, что при применении систем скважин с горизонтальным окончанием в разработку могут быть вовлечены месторождения с высокой геологической неоднородностью, расчлененностью, с наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания. Повышению дебита горизонтальных скважин и нефтеотдачи способствует наличие большей зоны дренирования пластов.

Исходя из того, что вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами представляет собой одну из важных технологий, появившихся и получивших развитие за последние десятилетия, при выборе той или иной конструкции скважины с горизонтальным окончанием очень важно учитывать состояние продуктивного пласта, соблюдать требования, которые предъявляются к разработке месторождения, учесть экономическую сторону, т.е. полную стоимость дальнейших работ и степень риска.

Технологические решения по обоснованию и выбору оптимальной конструкции горизонтальных скважин апробированы в условиях месторождения, в результате чего получены более высокие показатели по сравнению со старым вариантом, предусматривающим эксплуатацию вертикальными скважинами (Приложение 2).

Выводы к разделу 4

1. Получены зависимости, с использованием которых можно оценить распределение гидропроводности, что в свою очередь позволит обосновать место бурения наиболее эффективных по дебиту горизонтальных скважин. Аналогичный почти подход был применен при освоении большого количества месторождений в других регионах, что рекомендовано нами также и для условий Казахстана.

2. Показатель требуемой гидропроводности определяется как гармоническое среднее значений проницаемостей, вдоль ряда ячеек, перпендикулярных стволу. Она должна иметь одинаковое значение для всех рядов.

3. Получено выражение для ориентировочных прогнозных расчетов относительной продуктивности горизонтальных скважин в зависимости от длины горизонтального ствола по обобщенным литературным данным для месторождений Казахстана.

4. Одним из преимуществ горизонтальных скважин является то, что при применении систем скважин с горизонтальным окончанием в разработку могут быть вовлечены месторождения с высокой геологической неоднородностью, расчлененностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания. Повышению дебита горизонтальных скважин и нефтеотдачи способствует наличие большей зоны дренирования пластов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненных исследований можно сделать следующие основные выводы:

1. Предложена, научно обоснована и реализована гидродинамическая модель притока жидкости к разветвленно-горизонтальным скважинам в трехмерной постановке в деформируемой пористой среде.

2. Исследован характер течения в зависимости от деформационных и геометрических характеристик пласта и количество стволов с учетом плотности перфорационных отверстий показана эффективность принятой модели.

3. Поставлена и решена задача идентификации функции относительной фазовой проницаемости методом современного оптимального управления гидродинамической модели процесса многофазной фильтрации флюидов в секторной модели месторождения Кенкияк.

4. На основе построенной геологической модели показана возможность целенаправленного и эффективного уточнения гидродинамической модели процесса, а тем самым и корректировании для улучшения прогноза технико-экономических показателей секторной модели месторождения с применением горизонтальных скважин.

5. Расчетами установлена степень влияния различных геолого-технологических факторов на определение оптимальной конструкции горизонтального ствола скважин. Установлено, что оптимальный вариант закачивания скважин может быть определен на основе анализа анизотропности по проницаемости и толщины пласта.

6. Установлено существенное влияние изменения термодинамической обстановки пласта на показатели разработки скважины.

7. Анализом установлено, что отработанные с применением вертикальных скважин базовые принципы разработки, касающиеся углубленного изучения и детального анализа геологических условий, обоснованного выделения эксплуатационных объектов, оценки влияния плотности сетки скважин на текущую добычу и нефтеотдачу, установление режима работы (оптимальные и минимально допустимые значения пластовых и забойных давлений), контроля и регулирования процессов разработки, требуют внимания также и применительно к разработке месторождений горизонтальными скважинами. Причем этим вопросам при использовании горизонтальных скважин приходится уделять гораздо больше внимания, чем при эксплуатации залежей вертикальными скважинами (особенно это касается изучения деталей геологического строения, режимов работы скважин, контроля и регулирования процессов разработки).

8. Выявлено наличие связи между начальным дебитом ГС и такими параметрами, как длина горизонтального ствола в пласте, толщина вскрытого интервала, анизотропия по проницаемости и т.д.

9. Установлены основные факторы и положения, на которых необходимо сосредоточить внимание при проектировании оптимальной конструкции горизонтальных стволов скважин, а именно:

- оптимальный вариант заканчивания скважин может быть определен на основе анализа анизотропности и толщины пласта, что позволит повысить надежность выбора проводки стволов горизонтальных скважин;

- для достижения потенциального эффекта от применения ГС необходимо создавать отдельные технологические ячейки.

10. Предложена усовершенствованная расчетная схема для оценки распределения гидропроводности по данным о геологических особенностях, фильтрационно-емкостных характеристиках нефтяного пласта, реализация которой позволяет обосновать место бурения наиболее эффективных по дебиту горизонтальных скважин. Аналогичный почти подход был применен при освоении большого количества месторождений в других регионах, что рекомендовано нами также и для условий Казахстана.

11. Получено выражение для ориентировочных прогнозных расчетов относительной продуктивности горизонтальных скважин в зависимости от длины горизонтального ствола по обобщенным литературным данным для месторождений Казахстана.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2144616 РФ. Способ разработки нефтяных залежей ГС. МПК Е 21 В 43\116. Бюл. №32, 1999.
2. Патент 4637461 США. Схема расположения вертикальных и ГС, повышающая эффективность их использования при добыче нефти. МПК Е21 В43\14. Оpubл. 1987.
3. Патент 4645003 США. Система горизонтальных и вертикальных скважин для увеличения эффективности добычи нефти. МПК Е 21 В 43\24. Оpubл. 1987.
4. Патент 4653353 США. Способ повышения эффективности извлечения флюидов из продуктивных пластов с использованием ГС. МПК Е21 В 43\24. Оpubл. 1987.
5. Патент 5988278 США. Использование горизонтальной цилиндрической скважины для увеличения добычи нефти. МПК Е21 В 43\30. Оpubл. 1997.
6. Борисов Ю.П., Пилатовский И.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами // М.: Недра, 1964. - 225 с.
7. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации жидкости к ГС, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальные пласты // Труды ВНИИ, 1960, №32.
8. Багиров Б.А., Мамедов Т.М., Салманов А.М. Геологические основы выбора нефтяных залежей месторождений Азербайджана для разработки ГС // АНХ, 1994, №2. - 33-36 с.
9. Горизонтальные скважины повышают рентабельность эксплуатации маломощных коллекторов / Horizontal wells enhance development of thin offshore gas reservoirs. // Petrol Eng Int, 1995, №3. - 19-24 с.
10. Джалалов Г.И., Дадашов А.М., Жидков Е.Е. Применение горизонтальных скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений // Библиографический указатель литературы. Баку, Nafta-Press, 2002. - 39 с.
11. Джалалов Г.И., Ибрагимов Т.М., Алиев А.А., Горшкова Е.В. Моделирование и исследование фильтрационных процессов глубокозалегающих месторождений нефти и газа. // Баку, 2018. - 382 с.
12. Касумов А.М. Повышение нефтеотдачи залежей с трудно извлекаемыми запасами // Б.: Чашы оглы, 2000. - 214 с.
13. Макаров А.В. Приближенный метод расчета дебита ГС // Нефтепромысловое дело, ВНИИОЭНГ, 2000, № 6. - 6 – 9 с.
14. Петухов А.В. Геологические предпосылки эффективного использования ГС для добычи тяжелых высоковязких нефтей // Сборник научных трудов. Ухт. инд. ин., 1996, №2. - 115 – 119 с.
15. Абасов М.Т., Везиров Д.Ш., Стреков А.С. Экспериментальное исследование разработки слоисто – неоднородного пласта системой

горизонтально – вертикальных скважин // Изв. АН Азерб.: Наука о Земле, 1998, №2. - 55 – 58 с.

16. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты // М.Недра, 1995. - 131с.

17. Алиев З.С., Шеремет В.В. Влияние потерь давления в горизонтальной части ствола на производительность горизонтальных газовых скважин // ЭИ: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭ Газпром, 1992, №5. - 1 – 15 с.

18. Алиев З.С., Шеремет В.В. Обоснование модели задачи фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления к ГС, вскрывшей полособразную залежь // ЭИ: Геология, бурения, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭ Газпром, 1992, №6. - 9-16 с.

19. Анализ результатов исследования ГС в анизотропном пласте // Goode P.A. SPE Form Eval, 1987, №4. - 683-697 с.

20. Аналитический двумерный анализ процесса подтягивания конуса воды перед ее прорывом в горизонтально добывающую скважину // Giger Francois I. SPE Reservoir Eng, 1989, №4. - 409 – 416 с.

21. Баганова М.Н., Ибрагимов А.И., Некросов А.А. Математическое моделирование процессов разработки газовых месторождений горизонтальными и наклонными скважинами // Газ.пр, 1998, №1. - 30-32 с.

22. Велиев М.Н. Создание развитие гидродинамических методов разработки нефтегазовых месторождений с помощью наклонно-направленных, горизонтальных и разветвлено-горизонтальных скважин // Диссертация на соискание учёной степени технических наук, Баку, 2005. - 298 с.

23. Телков А.П., Краснова Т.Л. Расчет оптимального местоположения и дебита ГС, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. ВНИИОЭНГ, 1997, №6. - 34-39 с.

24. Чарный И.А. Подземная гидромеханика // Гос.Из-во технико-теоретической литературы, 1948. - 196 с.

25. Пирвердян А.М. Нефтяная подземная гидравлика // Б.: Азнефтехиздат, 1956. - 332 с.

26. Joshi S.D. A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology. SPE 116868 presented at the 62nd Annual Technical Conference, 1987, Dallas TX. - 27-30.

27. Joshi S.D. Horizontal well Technology. USA Penn Well Publishing Company, 1991. - pp. 535.

28. Полубаринова – Кочина П.Я. О наклонных и горизонтальных скважинах конечной длины // Прикладная математика и механика. Т.ХХ, АН СССР, 1956.

29. Шуров В.И. Усовершенствование электрической модели при решении гидродинамических задач. Фонда ВНИИ, отчеты по теме № 43 за 1952.
30. Меркулов В.П. Расчет притока жидкости к кусту скважин с горизонтальными забоями // Тр. Куйбышев НИИ, 1960, №2. - 98 с.
31. Лысенко В.Д. Эффективность применения двухзабойных ГС // Нефтепромысловое дело, ВНИИОЭНГ, 2001, №9. - 4 – 7 с.
32. Палатник Б.М., Закиров И.С. Идентификация параметров газовых залежей при газовом и водонапорном режимах // ВНИИЭ-Газпром. Москва, 1990. - 37 с.
33. Меркулов В.П. Фильтрация к ГС конечной длины в пласте конечной мощности // Нефть и газ, 1958, №1,3. - 9 – 16 с.
34. Разумов Г.А. Горизонтальные скважины конечной длины в напорном пласте ограниченной мощностью // Прикладная математика и техническая физика. АН СССР, № 5, 1961. - 128-135 с.
35. Евченко В.С., Захарченко Н.П., Качан Я.М. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами // Москва: Недра, 1986. – 278 с.
36. Телков А.П., Кабиров М.М. Приближенное решение задачи о притоке к ГС в полосообразном пласте. Расчет предельных безводных дебитов // Нефть и газ, 1996, №3. - 51-54 с.
37. Badu D.K., Odeh A.S. Productivity of a Horizontal Well // SPERE, Vol.4, November 1989. - pp. 417-421.
38. Badu D.K., Odeh A.S. Authors Reply to Discussion of Productivity of a Horizontal Well // SPERE, Vol. 5, May 1990. – pp. 256.
39. Badu D.K., Odeh A.S. Transient Flow Behavior of Horizontal Wells pressure Drawdown and Buildup Analysis // SPE Formation Evaluation, March 1990. – pp.7-15.
40. Giger F.M. Analytical 2-D Models of Water Cresting Before Breakthrough for Horizontal Well // SPE 15378, Oct. 5-8, 1986
41. Goode P.A. and Kuchuk F.J. Inflow Performance for Horizontal Wells // SPE Reservoir Engineering, 1991. - pp. 319-323.
42. Goode P.A. Thambynayagam R.K.M. Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media // SPE Formation Evaluation, December 1987. - pp 683-697
43. Goode P.A., Wilkinson D.J. Inflow Performance of Partially Open Horizontal Wells. 1991. - pp. 983-987.
44. Giger F.M. The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Wells // SPE 13024 presented at the 59th Annual Technical Conference, 1984, Dallas T.X. - 16-19.
45. Joshi S.D. Production Forecasting Methods for Horizontal Wells // SPE 17580 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering. Tianjin. China, November 1988. - pp. 304-321.

46. Kuchuk F. J., Goode P.A., Wlikinson D. J., Thambynayagam R.K.M. Pressure – Transient Behavior of Horizontal Well with and Without Gas Cap or Aquifer // SPE 17413, March 1991. - pp. 86-94.
47. Kuchuk F.J., Jawaid Saedi. Inflow Performance of Horizontal Wells in Multilayer Reservoirs // SPE 24945, October 1992. - pp. 929-940.
48. Kuchuk F.J., Goods P.A., Brice B.W, Sherrard D.W, Michael Thambynayagam R. K. Pressure – Transient Analysis for Horizontal Wells, August 1990. - pp. 974-1031.
49. Shap P.C., Gupta D.K. and Deruyck B.G. A Field Application of the Methodology for interpretation of Horizontal Well Transient Tests // SPE 20611 1990. - pp.865-876
50. Duda Z.R., Salamy S.P. Анализы данных о восстановлении пластового давления в скважине с горизонтальным стволом с использованием эталонных кривых // Petrol Techol, 1991, №8. - 988 – 993 с.
51. Williams and Kikani. Pressure Transient Analysis of Horizontal Wells in a Naturally fractured Reservoir // SPE 20612 1990. - pp.877-891.
52. Adalberto J.Rosa and Renato de Souta Carvaiho. A matical Model for Pressure Evaluation in an infinite Conductivity Horizontal Well // SPE Formation Evaluation, 1989. - pp. 559-566.
53. Rozenweig J.J., Korpics D.C., and Crawford G.E., BP Exploration Inc. Pressure Transient Analysis of the JX-2 Horizontal Well // Prudhoe Bay, Alaska 1990
54. Lichtenberger G.J. Pressure Buildup Test Results from Horizontal Well in the Pearsall Field of the Austin Chalk // paper SPE 20609, presented at the 65-th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in the New Orleans, LA, September 23-26, 1990. - pp. 835-850.
55. Ozkan E., Radhavan R, Joshi S.D. Horizontal Well Pressure Analysis // SPE 16378, April 1987. - pp. 511-528.
56. Ozkan E., Radhavan R, Joshi S.D. Horizontal Well Pressure Analysis // SPE 16378, December 1989. - pp. 567-528.
57. Велиев М.Н., Мамедов Г.А. Моделирование и разработка алгоритмов решения некоторых задач притока жидкости к горизонтальным скважинам в трехмерном пространстве // Труды АзНИПИИНГП, Баку, 1999. - 312с.
58. Багиров М.К., Касумов А.М., Везиров Д.Ш. Экспериментальное исследование заводнения нефтяных пластов ГС // АНХ, 1998, №6. - 13-17 с.
59. Модюи Д. Определение продуктивности скважин с горизонтальным стволом // Нефть и газ и нефтехимия за рубежом, 1988, №11. - 28 – 35 с.
60. Везиров Д.Ш., Касумов А.М. Влияние длины горизонтальной нагнетательной скважины на заводнение нефтяного пласта (по экспер. данным) // Изв.АН Азерб.: Наука о Земле, 1998, №2. - 9-64 с.
61. Байшев Б.Г., Подлапкин В.И., Сагтаров Д.М. Эффективность применения ГС при разработке на естественном режиме // НХ, 1993, №3. - 12-14 с.

62. Голов Л.В., Волков С.Н. Современное состояние и перспективы применения ГС в России // Нефть и бизнес, 1997, №2. - 31-33 с.
63. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. // М.: Недра, 1981. - 237 с.
64. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Основные аспекты разработки трудноизвлекаемых запасов нефти комбинированными системами горизонтальных и вертикальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, ВНИИОЭНГ, 1997, №10. - 39-46 с.
65. Джалалов Г.И., Дадашов А.М. Фазовая проницаемость коллекторов нефти и газа. (Библиографический указатель литературы) // Баку, Изд: Nafta-Press, 2002. - 39 с.
66. Джилмен ДЖ. Р., Джаргон ДЖ.Р. Оценка поведения горизонтальных скважин с учётом показателей для вертикальных скважин // Нефть и газ и нефтехимия за рубежом, 1992, № 10, 11, 12. - 24 – 28, 14 – 20 с.
67. Vobі О.К. и др. Зависимость между давлениями в прискваженной зоне и стволе скважины при численном моделировании скважин с горизонтальным стволом // SPE Reservoir Eng, 1991, №3. - 417 – 421 с.
68. Закиров Е.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа // М.: Недра, 2001. - 302 с.
69. Закиров С.Н., Васильева В.И., Гутников А.И. и др. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений // М.: Недра, 1984. - 295 с.
70. Исмаилов Ф.С., Велиев М.Н. Приток жидкости к разветвленно-горизонтальным скважинам в трехмерной области // Нефтепромысловое дело 5/2012. - 14 с.
71. Использование ГС в Канаде // Перевод. ЭИ: Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений, 1990, №11. - 63-66 с.
72. Использование ГС для добычи нефти на месторождении Бекингжм в Великобритании // Перевод.Э.И: Нефтепромысловое дело. ВНИИОЭНГ, 1987, №14. - 12 – 13 с.
73. Использование ГС на месторождении Прадхо-Бей на Аляске // Перевод. ЭИ: Нефтепромысловое дело. ВНИИОЭНГ, 1987, №6. - 1 – 3 с.
74. Казак А.С. К вопросу об экономической целесообразности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами // ЭИ: Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи, 1992, №6. - 7 – 9 с.
75. Казак А.С. Эффективность разработки месторождений ГС // НХ, 1992, №7. - 49 – 51 с.
76. Лысенко В.Д. Проблемы разработки нефтяных месторождений ГС // НХ, 1997, № 7. - 19 – 24 с.
77. Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбоев З.Е. и др. Месторождение нефти и газа Казахстана. Справочник под редакцией

Абдулина А.А., Воцеалевского З.С., Куандыкова Б.М. // М.: Недра, 1993. -247 с.

78. Абасов М.Т., Джалалов Г.И., Ибрагимов Т.М., Мамедов А.М., Мамиев В.С. Гидрогазодинамика глубокозалегающих деформированных коллекторов месторождений нефти и газа // Баку: Nafta-press, 2012. - 24 с.

79. Абасов М.Т., Джеваншир Р.Д., Иманов А.А., Джалалов Г.И. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород – коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа, 1997 № 5. - 34 – 39 с.

80. Математическая модель горизонтальной эксплуатационной скважины с бесконечной проводимостью в анизотропном пласте // Rosa Adalberto Jose: Vol tech petrobras, 1986, №3. - 211 — 220 с.

81. Черных В.А. Гидрогазодинамика горизонтальных газовых скважин // Москва, 2000. - 189 с.

82. Черных В.А. Методы расчёта продуктивности многоствольных газовых скважин // Москва, 2001. - 194 с.

83. Кааров Ж.З. Совершенствование систем разработки с применением горизонтальных скважин и применением в них многостадийного гидравлического разрыва пласта // Журнал: Достижения науки и образования. Область наук. Энергетика и рациональное природопользование, 2019

84. Peng Liu, Qinghua Wang, Yanli Luo, Zhiguo He and Wei Luo. Study on a New Transient Productivity Model of Horizontal Well Coupled with Seepage and Wellbore Flow // Journal: Processes 2021, 9, 2257. <https://doi.org/10.3390/pr9122257>

85. Tajer E.S., Shojaei H. Analytical Solution of Transient Multiphase Flow to a Horizontal Well with Multiple Hydraulic Fractures. In Proceedings of the SPE Eastern Regional Meeting // Pittsburgh, PA, USA, 20–22 August 2013.

86. Chen Z., Liao X., Zhao X., Dou X., Huang C., Chen Y., Li L., Guo X. A Finite Horizontal-Well-Conductivity Model for Pressure Transient Analysis in Multiple Fractured Horizontal Wells // In Proceedings of the SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Ecuador, 18–20 November 2015.

87. Chu H., Liao X., Chen Z., John Lee, W. Rate Transient Analysis of a Multi Horizontal Well Pad with a Semi Analytical Method // In Proceedings of the Unconventional Resources Technology Conference, Austin, TX, USA, 20–22 July 2020.

88. Luo W., Liao R., Wang X., Yang M., Qi W., Liu Z. Novel Coupled Model for Productivity Prediction in Horizontal Wells in Consideration of True Well Trajectory // J. Eng. Res. 2018, 6. - 1–21.

89. Wang Q., Yang J., Luo W. Flow Simulation of a Horizontal Well with Two Types of Completions in the Frame of a Wellbore Annulus Reservoir Model. // Fluid Dyn. Mater. Process. 2021, 17. - 215–233. [CrossRef]

90. Абасов М.Т., Азимов Э.Х., Кулиев А.М. Гидродинамические исследования скважин глубокозалегающих месторождений // Баку: Азербайджанское гос.издательство, 1993. – 176 с.
91. Абасов М.Т., Джалалов Г.И., Джалилов К.Н. и др. Гидрогазодинамика трещиноватых коллекторов // Элм, Баку, 1988. - 291 с.
92. Маганов Р.У. и др. Некоторые особенности применения ГС при разработке нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. ВНИИОЭНГ, 2001, №3. - 2 – 6 с.
93. Jia Zhengfu, Zhong Jingxia, Wu Muwang, Liang Hao. Fracturing optimization design of offshore horizontal well with real field and economic constraints // *Electronic Journal of Geotechnical Engineering*, 20 (8), 2015. - pp. 3655 - 3663. www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84928958307
94. Liu C., Zhang J.T., Wu H.J., Zhang B. and Wang L. Study and Application of Horizontal Well Productivity Formula with Continuous Time-Varying Considered // *Journal of Power and Energy Engineering*, 6. - 32-39. <https://doi.org/10.4236/jpee.2018.69005>
95. Mingxian Wang, Zifei Fan, Wenqi Zhao, Ruiqing Ming, Lun Zhao, Chengqian Tan, Juan Zhang, Weiqiang Li. Inflow Performance Analysis of a Horizontal Well Coupling Stress Sensitivity and Reservoir Pressure Change in a Fractured-Porous Reservoir // *Lithosphere* 2021, Special 1: 7024023. <https://doi.org/10.2113/2021/7024023>
96. Wu Z., Cui C., Lv G., Bing S., Cao G. A multi-linear transient pressure model for multistage fractured horizontal well in tight oil reservoirs with considering threshold pressure gradient and stress sensitivity // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172 (pg. 839-854) <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.078>[PubMed]
97. Moradi M., Shamloo A., Asadbegi M., Dezfuli A. D. Three dimensional pressure transient behavior study in stress sensitive reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152 1(pg. 204-211) <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.02.017>[PubMed]
98. WangJ., LuoW., ChenZ. An integrated approach to optimize bottomhole-pressure-drawdown management for a hydraulically fractured well using a transient inflow performance relationship // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2020, vol. 23 1(pg. 095-111) <https://doi.org/10.2118/195688-PA>
99. Tian Q., Liu P., Jiao Y., Bie A., Xia J., Li B., Liu Y. Pressure transient analysis of non-planar asymmetric fractures connected to vertical wellbores in hydrocarbon reservoirs // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42 29 (pg. 18146 -18155). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.161> [PubMed]
100. Wang H., Ran Q., Liao X. Pressure transient responses study on the hydraulic volume fracturing vertical well in stress-sensitive tight hydrocarbon reservoirs // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42 - 29 (pg. 18343 -18349). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.143> [PubMed]

101. Zhao L., Fan Z., Wang M., Xing G., Zhao W., Tan C., Cheng Y. Productivity evaluation of vertical wells incorporating fracture closure and reservoir pressure drop in fractured reservoirs // *Mathematical Problems in Engineering*, 2020, vol. 2020, article 9356178 11. <https://doi.org/10.1155/2020/9356178> [PubMed]
102. Булыгин В.Я., Булыгин Д.В. Имитация разработки залежей нефти и газа // М.: Недра, 1990.
103. Лысенко В.Д. Формула дебита вертикально-горизонтальной скважины на многослойном нефтяном пласте // *Нефтепромысловое дело*, ВНИИОЭНГ, 1988, №3. - 6 – 10 с.
104. Лысенко В.Д., Козлова Т.В. К расчету дебита горизонтальных скважин // *Нефтепромысловое дело*, 1997. - 6 – 7, 4 – 8 с.
105. Хайруллин М.Х. О решении обратных коэффициентных задач фильтрации многослойных пластов методом регуляризации // *ДАН РАН*, 1996, т.347, №1. - 103-105 с.
106. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов // Москва-Ижевск 2002. - 139 с.
107. Скира И.Л., Черных В.А. Первый опыт газодинамических исследований ГС при стационарных режимах фильтрации на Ямбургском газоконденсатном месторождении // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. ВНИИОЭНГ, 1997, №9. - 33-37 с.
108. Вализада Башир Ахмад, Очердько Т.Б. Применение горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере залежей 302-303 Ромашкинского месторождения // *Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле*. № 4, 2017. - 226-249с.
109. Деламаид Э. Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промышленные исследования // *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. - 166-175с. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.3>
110. Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений // *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч.1. - 146-153с. doi: 10.18599.18.3.1
111. Журавлев В. В. Исследование и обоснование технологических параметров работы скважин с горизонтальным окончанием в обводненных залежах // *Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук*, 2015. -146 с.



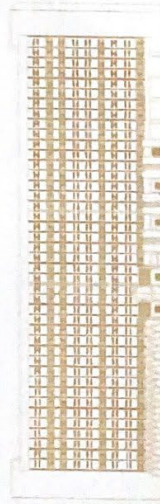
Сертификат *Certificate*

«СӘТБАЕВ ОҚУЛАРЫ-2022. ҚАЗІРГІ ҒЫЛЫМИ ЗЕРТТЕУЛЕРДІҢ ТРЕНДТЕРІ»
«SATBAYEV CONFERENCE-2022. TRENDS IN MODERN SCIENTIFIC RESEARCH»

Халықаралық ғылыми-практикалық конференцияға жоғарғы деңгейлі
International research and Practice conference on the topic

«О неизотермической фильтрации стационарной фильтрации однофазной жидкости
к горизонтальной скважине в деформируемом пласте»
On nonisothermal filtration of stationary filtration of a single-phase
liquid to a horizontal well in a deformable formation
(Г.И.Джалалов, Г.Е.Кунаева, Молдабаева Г.Ж.)

атты мазмұнды баяндама ұсынғаны үшін беріледі.
for providing a high-level semantic report.



Басқарма мүшесі -
Ғылым және халықаралық
ынтық жөніндегі проректор
Ә. Шоқпаров

АЛМАТЫ | 2022

ПРИЛОЖЕНИЕ В



Акт испытания

Настоящим актом по результатам испытания предложений, вытекающих из диссертационной работы, подтверждаем, что результаты Кушаевой Гаухар Ермековны по теме исследования «Совершенствование разработки нефтяных месторождений, эксплуатируемых горизонтальными скважинами» имеют практическую ценность.

Следует отметить, что полученные в работе результаты исследований обосновываются гидродинамическими исследованиями, применением методов, позволяющих принимать решения в условиях ограниченного объема информации. Исследованиями в практике доказано, что применение горизонтальных технологий с соблюдением закономерностей и учетом незанятых проводящих влияний в условиях позволяет принимать технологические решения в ряде важных проблем разработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

Предложенные совладельцем технологические решения по обоснованию и выбору оптимальной конструкции горизонтальных скважин апробированы в условиях месторождения, в результате чего получены более высокие показатели по сравнению со старым вариантом, предусматривающим эксплуатацию вертикальными скважинами. Это подтверждает высокую технологическую эффективность результатов комплексных исследований. Зная геологические особенности, фильтрационно-емкостные характеристики нефтяного пласта, с использованием вышестроенных взаимосвязей, можно оценить распределение гидроразности, с помощью чего можно обосновать место бурения наиболее эффективных по дебиту горизонтальных скважин. Аналогичный подход был применен при освоении большого количества месторождений в других регионах, что рекомендовано нами также и для условий Казахстана.

Результаты исследований позволяют обосновать и целенаправленно выбирать как конструкцию скважин, так и точку ее заложения в конкретных геолого-физических условиях.

В ходе диссертационного исследования предложения включены в рабочий процесс на месторождении и в проводимые геолого-технические мероприятия. Экономический эффект обусловлен сокращением числа пробуренных вертикальных скважин и большим охватом площади.

Разработки, предложенные по результатам исследований, отраженных в диссертационной работе, считаем целесообразными рекомендовать к применению и в дальнейших работах при планировании ГТМ.

Главный технолог

Главный геолог

Главный инженер

Кетыманбетов Б.Е.

Мусаев Д.А.

Пиримаров С.Т.