

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.1-35>

EDN AGNHOQ

УДК 553.98(575)

Перспективы развития и выявления месторождений нефти и газа в верхних, нижнемеловых и палеозойских отложениях (на примере месторождения Западный Арал Устюртского нефтегазоносного региона)

¹Искандаров М.Х., ¹Назаров А.У., ²Хабибуллаев С.С., ³Умаров Ш.А., ⁴Хакимзянов
И.Н., ³Мирзаев А.У., ¹Салайдинова Ю.Л.

¹ООО «GeoResearch and Development Company» РУз, Ташкент, Узбекистан

²Министерство Геологии Ташкент, Узбекистан

³Навоийское отделение Академии наук, Навоий, Узбекистан

⁴Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

E-mail: manholiskandarov@gmail.com

Аннотация. Настоящая статья посвящена научным исследованиям перспектив развития и выявления месторождений нефти и газа в верхних, нижнемеловых и палеозойских отложениях (на примере месторождения Западный Арал Устюртского нефтегазоносного региона).

Существование запасов бессернистого или с малым количеством сульфидных примесей газа в недрах земли страны создают новые возможности для диверсификации производства и эксплуатации с соответствующей инфраструктурой на объектах планирования и определяют перспективу проведения дальнейших геологоразведочных работ (ГРП). Исследуемые отложения на сегодняшний день в качестве объекта исследования находятся на уровне выше тех горизонтов, которые эксплуатируются в промышленном масштабе. С учётом этого авторами данной статьи поставлены цели и задачи по проведению научных исследований с целью определения перспектив разработки продуктивных горизонтов меловых и палеозойских отложений Бухара-Хивинского и Устюртского нефтегазоносного регионов на примере месторождения Западный Арал. Основными факторами для такой постановки являются фундаментальные исследования, выполненные в предыдущие годы, а также накопленный опыт на данный период ведущими учеными в этой области исследований.

В настоящее время исследования бессернистого газа, в Устюртском нефтегазоносном регионе до конца не исследованы и в публикациях недостаточно освещены. В связи с этим, в период стремительного роста и применения информационно-коммуникационных технологий и цифровизации, вопреки традиционным взглядам, необходимо переходить на прогнозное планирование и вести научные исследования по геологическому моделированию данных процессов, используя современное программное обеспечение и эффективно применять методы космического мониторинга. Это позволит решать многовариантные задачи с минимальными трудовыми и финансовыми затратами. При постановке задач и определении перспектив исследований бессернистого газа промышленные предприятия не проявляют должного внимания и интереса к научным разработкам НИИ на основе новых инновационных методик и технологий. Настоящая статья посвящена научным исследованиям в сфере добычи бессернистого газа на горизонтах вышележащих над продуктивными, то есть, палеозойских и юрских отложениях. По нижележащим отложениям Устюртского нефтегазоносного региона авторами проведены исследования с применением новой инновационной методики.

Ключевые слова: *стратиграфия, поиск, разведка, меловые и палеозойские отложения, площадь, структура, разрез, сульфидная примесь, бурение, скважина, горизонт, углеводород, месторождение, Западный Арал, Устюртский нефтегазоносный регион, Бухара-Хивинский нефтегазоносный регион, коллектор, бессернистый газ, миграция, интервал, блок*

Для цитирования: Искандаров М.Х., Назаров А.У., Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Хакимзянов И.Н., Мирзаев А.У., Салайдинова Ю.Л. Перспективы развития и выявления месторождений нефти и газа в верхних, нижнемеловых и палеозойских отложениях (на примере месторождения Западный Арал Устюртского нефтегазоносного региона) // Нефтяная промышленность.-2024.-№1(37).-С. 1-35. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.1-35>. - EDN AGNHOQ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.36-58>

EDN DAWDKS

УДК 551.7+551.7.022(575)

Стратиграфический и литолого-фациальный анализ палеогеновых отложений Центральной Азии и их связь с полезными ископаемыми

¹Шоймуротов Т.Х., ²Хакимзянов И.Н., ¹Жураев Ф.Ф.

*ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» Министер-
ства горнодобывающей промышленности и геологии*

Республики Узбекистан, Ташкент, Узбекистан

²Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

E-mail: igirnigm@ing.uz

Аннотация. В статье рассматриваются стратиграфические уровни, возрастные интервалы и литолого-фациальные особенности палеогеновых отложений Центральной Азии. Характеризуются стратиграфические положения и корреляции горизонтов палеогеновых отложений по вертикали и латерали. Отложения каждой выделенной фациальной единицы отличаются определенным набором пород. Приводятся обзор и стратиграфическая приуроченность различных видов полезных ископаемых, установленных на данной территории и их отличительные литолого-стратиграфические особенности как в период накопления в бассейнах седиментации, так и в современных условиях. Определен полный цикл этапов осадкообразования палеоценового, эоценового и олигоценного времени, отражающий направленность эволюции палеогенового осадочного бассейна исследуемого района, в дальнейшем способствующий возможности для разработки территории в новой стратегии прогнозирования поиска перспективных залежей, проявлений и месторождений полезных ископаемых.

Ключевые слова: *палеоген, литология, стратиграфия, ярус, свита, слои, отложения, порода, разрез, зона, площадь, впадина, синеклиза, месторождения*

Для цитирования: Шоймуротов Т.Х., Хакимзянов И.Н., Жураев Ф.Ф. Стратиграфический и литолого-фациальный анализ палеогеновых отложений Центральной Азии и их связь с полезными ископаемыми // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 36-58. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.36-58>. - EDN DAWDKS

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.59-73>

EDN DWONIB

УДК 549

Развитие метода рентгеновской дифракции в лаборатории минералогии ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Александров М.А., Соловьева А.В., Аржиловская Н.Н, Шульга Р.С.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: maaleksandrov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Рассмотрена история развития метода рентгеновской дифракции в лаборатории минералогии ООО «ТННЦ», способы пробоподготовки и применение программного обеспечения, опыт участия в межлабораторных сличительных испытаниях в периметре Компании, разработан оптимальный комплекс исследований для изучения минерального состава пород в исследовательских институтах ПАО НК «Роснефть».

Ключевые слова: *горная порода, керн, рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, метод Ритвельда, метод корундовых чисел, межлабораторный контроль*

Для цитирования: Александров М.А., Соловьева А.В., Аржиловская Н.Н, Шульга Р.С. Развитие метода рентгеновской дифракции в лаборатории минералогии ООО «Тюменский нефтяной научный центр» // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 59-73. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.59-73>. - EDN DWONIB

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.74-88>

EDN GEJHFY

УДК 622.276.5.001.5

Исследование горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта методами неустановившейся фильтрации

¹Гильфанов Э.Ф., ²Апасов Т.К.

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

²Тюменский Индустриальный университет, Тюмень, Россия

E-mail: Eduard.Gilfanov@lukoil.com

Аннотация. Одним из наиболее действенных методов увеличения добычи из скважин, является обработка гидроразрывом пласта (ГРП). При разработке низкопроницаемых коллекторов стало повсеместным проведение ГРП. Важным для успешного проведения ГРП является точный расчет фильтрационных параметров объекта разработки, для чего проводят калибровочные испытания пласта. По многим причинам проведение гидродинамических исследований скважин (ГДИС) перед ГРП чаще всего не проводится, и информация по начальным фильтрационным свойствам пласта после длительной работы скважины становится неверной. Недостающие данные по фильтрационным свойствам пласта коэффициенту проницаемости возможно узнать по данным теста пласта проводимых при ГРП. Значительный массив данных при испытаниях пласта при ГРП при этом мало используется.

Для получения информации о пластовом давлении и фильтрационно-емкостных свойствах используется метод исследования кривой падения давления (КПД). Перед проведением ГРП создается модель обработки. Для минимизации различий модели обработки и реальных свойств пласта перед проведением основного ГРП проводится мини ГРП, где получают информацию о давлении смыкания и других технологических параметрах также получают информацию фильтрационных свойствах, проницаемости пласта. Данные параметры получают программно при анализе кривой падения давления (G-функции). В данной работе предлагается использование интерпретации G-функции как дополнительной информации при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС), кривой восстановления давления (КВД) и КПД.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, горизонтальная скважина, гидродинамические методы исследования скважин, кривая падения, восстановления давления (КПД, КВД), G- функция

Для цитирования: Гильфанов Э.Ф., Апасов Т.К. Исследование горизонтальных скважин с трещинами гидравлического разрыва пласта методами неустановившейся фильтрации // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 74-88. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.74-88>. - EDN GEJHFY

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.89-97>

EDN GOAENU

УДК 622.276.5.001.5

Прогнозирование длительности КВД на основе параметров пласта и заканчивания скважин

Нигаметьянова Г.А., Ишкин Д.З.

ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», Уфа, Россия

E-mail: nigametyanovaga@ufntc.ru

Аннотация. В работе рассматривались вопросы оценки пластового давления на основе гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации. Смоделированы кривые восстановления давления (КВД) при различных фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) пласта. Разработан подход, позволяющий принимать решение о завершении исследования на основе скорости изменения давления и достигать заданную степень восстановленности давления, с учетом различных ФЕС пласта.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, пластовое давление, восстановление давления, неустановившийся режим фильтрации, кривая восстановления давления

Для цитирования: Нигаметьянова Г.А., Ишкин Д.З. Прогнозирование длительности КВД на основе параметров пласта и заканчивания скважин // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 89-97. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.89-97>. - EDN GOAENU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.98-106>

EDN IGJZDK

УДК 622.276.031.011.43

Исследования по определению остаточной нефтенасыщенности в заводненных зонах

^{1,2} Низаев Р.Х., ^{2,3} Хасанов Р.Р.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

²Высшая школа нефти, Альметьевск, Россия

³Центр технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Аннотация. Определение изменения подвижных запасов нефти объекта в процессе разработки, следовательно, параметра остаточной нефтенасыщенности (SOWCR), является важной задачей для корректного определения технологических показателей разработки при эксплуатации месторождения. Корректность определения данного параметра в зависимости от времени разработки влияет на конечное значение КИН.

Для определения влияния процесса разработки на изменения подвижных запасов нефти объекта на показатели остаточной нефтенасыщенности были проанализированы 584 керновых исследования по 21 скважине. Как правило, определение параметра остаточной нефтенасыщенности путем проведения керновых исследований требует уточнения времени разработки объекта исследования: керновый материал может отбираться в разные периоды разработки объекта. На основании проведенного анализа кернового материала с заводненных участков одного из месторождений Татарстана можно отметить, что в зонах, менее охваченных заводнением, значение остаточной нефтенасыщенности более высокое. В зонах, охваченных заводнением (при больших объемах закачки на нагнетательных скважинах) значения остаточной нефтенасыщенности более низкие. Из анализа по изменению значений остаточной нефтенасыщенности в заводненных зонах необходимо учитывать увеличение извлекаемых запасов нефти в процессе разработки в заводненных участках месторождения.

Ключевые слова: подвижные запасы нефти, остаточная нефтенасыщенность, керновые исследования, каротажные данные, извлекаемые запасы нефти

Для цитирования: Низаев Р.Х., Хасанов Р.Р. Исследования по определению остаточной нефтенасыщенности в заводненных зонах // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 98-106. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.98-106>. - EDN IGJZDK

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.107-122>

EDN КНКМТW

УДК 622.276.1/4.001.57

Автоматизация препроцессинга данных и настройки гидродинамической модели месторождения с применением программирования

Амерханов Р.М., Хасанов Р.Р., Гилязов А.Х., Махмутов Б.Т.

Высшая школа нефти, Альметьевск, Россия

Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть»

им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Аннотация. За более чем полувековую историю эксплуатации месторождений Компанией «Татнефть» накоплен большой объем геолого-геофизической и промышленной информации. В течение последних нескольких лет была проделана значительная работа по переводу данной информации с бумажных источников в электронный вид. Анализ и верификация такого объема информации для последующего использования при построении геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) сопряжены со значительными трудозатратами, которые в зависимости от длительности истории разработки, количества эксплуатационных объектов и пробуренного фонда скважин на месторождении могут быть сопоставимы с этапами моделирования. Качество подготовки исходных данных оказывает непосредственное влияние на возможности моделей выполнять возложенные на них задачи. В работе представлены пути решения проблемы оптимизации и автоматизации подготовки и выявления несоответствий в исходных данных, а также способ автоматического выявления неточностей в геологической модели.

Ключевые слова: *геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, программный код, относительная фазовая проницаемость*

Для цитирования: Амерханов Р.М., Хасанов Р.Р., Гилязов А.Х., Махмутов Б.Т. Автоматизация препроцессинга данных и настройки гидродинамической модели месторождения с применением программирования // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 107-122. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.107-122>. - EDN КНКМТW

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.123-138>

EDN NGRRUU

УДК 622.276.1/4.001.57

Уточнение геолого-гидродинамической модели пашийских отложений участка Ромашкинского месторождения с учетом нижележащих отложений и фациального моделирования

^{1,2}Федотов М.В., ¹Насыбуллин А.В., ^{1,2}Ганиев Т.И.,

^{1,2}Кильдюшов А.А., ³Шуматбаев К.Д.

¹Высшая школа нефти (ВШН), Альметьевск, Россия

²Центр моделирования Центра технологического развития

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

³Департамент разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча»

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

E-mail: mv_fedotov@mail.ru

Аннотация. Промышленная разработка Ромашкинского нефтяного месторождения началась в 1945 году, и на данный момент оно находится на поздней стадии разработки. Перед недропользователем стоит задача оптимизации разработки продуктивных пластов с целью увеличения добычи нефти. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений на современном этапе невозможно без применения инструментов моделирования – построения геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). Для повышения качества ГГДМ необходимо совершенствование применяемых подходов в моделировании, комплексирование различных геолого-геофизических, промысловых и лабораторных данных. Повышение детальности геологического строения, уточнение зависимостей фильтрационно-емкостных свойств позволяет локализовать остаточные запасы.

В данной работе рассматриваются пути уточнения и улучшения геолого-гидродинамической модели на основе корреляции отложений в соответствии с седиментационной моделью, вовлечения коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), учёта зон слияния пашийских (D3fr1 ps) с нижележащими муллинскими (D2zv ml) отложениями, уточнения зависимостей относительных фазовых проницаемостей и обоснования коэффициентов вытеснения отдельно для верхне-пашийского, нижне-пашийского объектов и выделенных фаций.

Ключевые слова: геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, корреляция, фация, зоны слияния, относительная фазовая проницаемость, вытеснение

Для цитирования: Федотов М.В., Насыбуллин А.В., Ганиев Т.И., Кильдюшов А.А., Шуматбаев К.Д. Уточнение геолого-гидродинамической модели пашийских отложений участка Ромашкинского месторождения с учетом нижележащих отложений и фациального моделирования // Нефтяная провинция. - 2024. - №1(37). - С. 123-138. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.123-138>. - EDN NGRRUU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.139-152>

EDN PJIUKP

УДК 622.276.1/4.001.57

Тестирование адаптации CRM модели на данных гидродинамического моделирования

¹Нафиков Т.А., ²Ханипов М.Н.

¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», Альметьевск,
Россия

²ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

E-mail: tagirskeyter@gmail.com

Аннотация. В статье описывается опыт по тестированию аналитической CRM модели (емкостно-резистивные модели, Capacitance Resistance Model) на качество адаптации к данным гидродинамического симулятора простого объекта разработки. Объект моделирования – трехслойный однородный пласт с различной проницаемостью по вертикали и однородный по горизонтали. Сетка скважин – ячейка заводнения с одной нагнетательной и восемь добывающими скважинами, расположенными по девятиточечной схеме. Симуляция проводилась длительностью в 187 шагов, шаг расчета – 1 месяц. Проведены несколько различных симуляций гидродинамической модели с разными режимами работы скважин: постоянная и переменная приемистость, режим поддержки дебита и режим поддержки давления на забое. Рассчитаны CRM модели для каждого случая, проанализированы графики, сделаны выводы. Цель исследования – с помощью тестирования на синтетических данных определить работоспособность CRM модели и ее потенциальную пригодность к работе на реальных данных.

Ключевые слова: емкостно-резистивные модели, Capacitance Resistance Model, гидродинамические модели, аналитические модели, математическое моделирование, прокси-моделирование, нефтяной пласт, синтетические данные, моделирование, режимы работы скважин

Для цитирования: Нафиков Т.А., Ханипов М.Н. Тестирование адаптации CRM модели на данных гидродинамического моделирования // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 139-152. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.139-152>. - EDN PJIUKP

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.153-169>

EDN RSTXYJ

УДК 622.276.58

**О влиянии интенсивности форсирования добычи жидкости
на дебит и накопленный отбор нефти на различных
горизонтах Ромашкинского месторождения**

^{1,2}Хабардин В.А., ^{1,2}Гатин Д.Р., ¹Гиззатуллина Д.Ф.

¹Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Высшая школа нефти (ВШН), Альметьевск, Россия

E-mail: KhabardinVA@tatneft.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу влияния различных степеней интенсивности форсирования отборов жидкости на дебиты и накопленные отборы нефти в условиях поздней стадии разработки. Приведены теоретические основы метода, проведён статистический анализ приростов дебита нефти и накопленных отборов после внедрения форсированного режима различной степени интенсивности на примере основных объектов отдельного участка Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: форсированный отбор жидкости, разработка нефтяных месторождений, скважина, добыча нефти

Для цитирования: Хабардин В.А., Гатин Д.Р., Гиззатуллина Д.Ф. О влиянии интенсивности форсирования добычи жидкости на дебит и накопленный отбор нефти на различных горизонтах Ромашкинского месторождения // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 153-169. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.153-169>. - EDN RSTXYJ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.170-183>

EDN SANKLK

УДК 622.276.346.2+622.276.42

Разработка технологии ограничения преждевременного прорыва газа в добывающие скважины месторождения Гойт-Корт с использованием асфальтено-смолистых веществ

¹Бакраев М.М., ¹Дугаев И.Л.-А., ¹Бархинхоев А.И., ²Булюкова Ф.З.

¹ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, Грозный, Россия

²ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия

E-mail: mongp2017@mail.ru

Аннотация. Система ППД (повышения пластового давления) миоценовых отложений XXIII пласта чокракского яруса месторождения Гойт-Корт начала формироваться в 1978 году закачкой газа в скважины №29; 59; 107. Реализация технологии воздействия на залежь закачкой газа высокого давления с целью повышения нефтеотдачи XXIII пласта и месторождения Гойт – Корт столкнулась в промышленных условиях с опережающим продвижением нагнетаемого газа в добывающие скважины, ростом газовых факторов и снижением охвата пласта вытеснением. Для повышения эффективности работ по предотвращению и ликвидации прорывов газа в процессе разработки нефтяных месторождений путем закачки газа высокого давления (ГВД) по относительно высокопроницаемым пропласткам, целесообразна блокировка этих пропластков в добывающих скважинах и проведение работ по ограничению поступления в них газа. Этим требованиям в наибольшей степени отвечает метод избирательной изоляции газа составами на основе асфальтено-смолистых веществ (АСВ). Результаты проведенных исследований и промышленных испытаний указывают на принципиальную возможность применения растворов асфальтено-смолистых веществ для ограничения притока газа в скважинах месторождения Гойт-Корт, выравнивания профилей притока и увеличения нефтеотдачи пласта.

Ключевые слова: *асфальтено-смолистых веществ (АСВ), переходная зона, селективная изоляция, прорыв газа, коэффициент светопоглощения*

Для цитирования: Бакраев М.М., Дугаев И.Л.-А., Бархинхоев А. И., Булюкова Ф.З. Разработка технологии ограничения преждевременного прорыва газа в добывающие скважины месторождения Гойт-Корт с использованием асфальтено-смолистых веществ // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С.170-183. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.170-183>. - EDN SANKLK

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.184-192>

EDN WBAWDR

УДК 622.276.031:53

О неньютоновских свойствах полимерных растворов при фильтрации через пористую среду

Насыбуллин А.В., Хаярова Д.Р.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,

Альметьевск, Россия

E-mail: arsval@bk.ru

Аннотация. Построение достоверных гидродинамических моделей является важным этапом при разработке нефтяных месторождений. Эти модели основываются на математических моделях фильтрации жидкостей и газа, которые стремятся максимально точно описать свойства реальных систем нефтедобычи.

Процессы разработки нефтегазовых месторождений неразрывно связаны с движением многофазных многокомпонентных сред. Такие системы характеризуются неравновесными и нелинейными реологическими свойствами, что осложняет их моделирование.

Оценка опыта исследования нелинейных эффектов фильтрации полимерных растворов в пористых средах показала, что было выполнено недостаточное количество исследований в присутствии остаточной нефти. Это может говорить о необходимости дальнейших исследований в данных областях и расширении базы знаний.

Ключевые слова: *относительные фазовые проницаемости, лабораторные исследования, нелинейные эффекты фильтрации, скорость фильтрации, градиент давления*

Для цитирования: Насыбуллин А.В., Хаярова Д.Р. О неньютоновских свойствах полимерных растворов при фильтрации через пористую среду // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 184-192. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.184-192>. - EDN WBAWDR

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.193-214>

EDN XWIPST

УДК 622.276.65

Актуальные решения для тепловой обработки призабойной зоны скважины для месторождений высоковязких нефтей

Шагеев А.Ф., Долгих С.А., Милютин В.А., Минкаева Д.Р.

Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань, Россия

Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», Казань, Россия

E-mail: mom500090@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены актуальные тепловые способы разработки месторождения высоковязкой нефти на примере месторождения Жыланкабак. Описана подборка ряда тепловых ОПЗ, включающих электротепловые и паротепловые обработки. В условиях осложненной эксплуатации месторождения, а именно отсутствия постоянного источника воды и линий электропередач наиболее оптимальным был предложен способ разогрева призабойной зоны скважины твердотопливным нагревателем. Принцип работы твердотопливного нагревателя основан на использовании реагентов внутри реактора, которые вступают в экзотермическую реакцию при взаимодействии друг с другом. Технология твердотопливного нагревателя позволяет контролировать время запуска данной реакции. В ходе реакции выделяется большое количество горячих газов, которые способствуют повышению давления, прогреву призабойной зоны скважины и очистке от асфальтено-смоло-парафиновых отложений ствола скважины. Представлены схема устройства твердотопливного нагревателя и результаты опытно-промышленных испытаний на месторождении Жыланкабак. По результатам испытаний данное устройство успешно себя показало и было рекомендовано к использованию в условиях, схожих с описанным месторождением.

Ключевые слова: *методы увеличения нефтеотдачи, месторождения высоковязкой нефти, тепловые методы, электротепловые методы, асфальтено-смоло-парафиновые отложения, призабойная зона пласта, осложненные условия разработки, твердотопливный нагреватель, широкие фракции легких углеводородов, термозахимическое воздействие*

Для цитирования: Шагеев А.Ф., Долгих С.А., Милютин В.А., Минкаева Д.Р. Актуальные решения для тепловой обработки призабойной зоны скважины для месторождений высоковязких нефтей // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 193-214. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.193-214>. - EDN XWIPST

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.215-228>

EDN ULMNPV

УДК 622.276.66

Взаимовлияние жидкостей ГРП и технологических жидкостей

Аленькин И.А., Закиров Р.Р.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,

Альметьевск, Россия

E-mail: alenkin.cnti@yandex.ru

Аннотация. В работе исследовано влияние ионного состава технологических жидкостей, применяемых в скважине на повторное сшивание жидкостей ГРП после их деструкции. Результаты показали важность учета "вторичного сшивания" при планировании и проведении операций ГРП, а также необходимость исследований совместимости используемых в скважине жидкостей. Эксперименты выявили, что жидкость ГРП на пресной воде при взаимодействии с жидкостью глушения с добавлением облагораживающих компонентов обладает потенциалом к вторичной сшивке. «Вторичная сшивка» сопровождается ростом вязкости системы, которая происходит при взаимодействии деструктурированного геля с ионами трехвалентного железа, которые могут содержаться в пробах технологических жидкостей. Таким образом, отсутствие контроля над процессами коррозии и наличие определенных компонентов в технологических жидкостях работы в скважине могут привести к риску повторного сшивания, и как следствие снижению эффективности ГРП. Учет и контроль рисков при взаимодействии жидкостей в скважине является необходимым условием эффективного выполнения работ по ГРП.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, водородный показатель, жидкости глушения, промывочные жидкости, совместимость, сшивка, динамическая вязкость, моющий агент

Для цитирования: Аленькин И.А., Закиров Р.Р. Взаимовлияние жидкостей ГРП и технологических жидкостей // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 215-228. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.215-228>. - EDN ULMNPV

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.229-239>

EDN VQERJQ

УДК 622.244.442:66.067.1

Оценка отрицательного влияния кольматации и глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости на продуктивность скважины

Сингуров А.А.

ООО «РусХимАльянс», Санкт-Петербург, Россия

E-mail: A.Singurov@baltlng.ru

Аннотация. При бурении и капитальном ремонте скважин (КРС) на нефтяных и газовых месторождениях происходит снижение продуктивности скважины. Известно, что продуктивность скважины в призабойной зоне пласта (ПЗП) уменьшается из-за отрицательного влияния фильтрата и твердой фазы бурового раствора, неполной перфорации всей продуктивной части пласта.

В статье рассматриваются различные факторы, существенно влияющие на проницаемость ПЗП при его вторичном вскрытии, что актуально на завершающем этапе разработки месторождений. Даются рекомендации по повышению эффективности технологии проведения бурения и КРС в различных геолого-технических условиях эксплуатации месторождений.

На основании проведенных исследований определены области эффективного применения вторичного вскрытия продуктивного пласта на завершающем этапе разработки месторождения.

При наличии подошвенной воды необходимо вскрывать только часть пласта, обеспечивая при этом практически максимальную, безводную производительность скважин и минимальную опасность прорыва конуса подошвенной воды к ним. Одним из путей сохранения коллекторских свойств при длительных простоях скважины является применение жидкостей без твердой фазы и проведение перфорации при депрессии на призабойную зону продуктивного пласта.

Ключевые слова: *производительность скважин, вскрытие продуктивного пласта, проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт, перфорация, гидродинамическое совершенство скважин*

Для цитирования: Сингуров А.А. Оценка отрицательного влияния кольматации и глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости на продуктивность скважины // Нефтяная провинция.- 2024.-№1(37).-С. 229-239. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.229-239>. - EDN VQERJQ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.240-250>

EDN UQYJRP

УДК 622.24.051.55

Рассмотрение причин вывода из эксплуатации шарошечных долот

Валямов К.Р., Ишбаев Г.Г.

ООО НПП «БУРИНТЕХ», Уфа, Россия

E-mail: karimrus@gmail.com

Аннотация. В статье приведена классификация причин вывода шарошечных долот из эксплуатации с указанием наиболее значимых категорий, которые требуют первоочередной модернизации. Детально рассмотрена группа шарошечных долот с неравномерным износом стального вооружения, с акцентом на область применения указанной группы долот. Рассмотрение приведенной классификации позволяет выделять наиболее актуальные направления для модернизации шарошечных долот. Оценка износа является актуальной, как для компаний, разрабатывающих породоразрушающий инструмент, так и оказывающих сервисное сопровождение по отработке долот.

Ключевые слова: *нефть, газ, бурение, шарошечное долото, породоразрушающий инструмент, стальное вооружение, фрезерованное вооружение, износ, размыв, шарошка*

Для цитирования: Валямов К.Р., Ишбаев Г.Г. Рассмотрение причин вывода из эксплуатации шарошечных долот // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 240-250. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.240-250>. - EDN UQYJRP

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.251-261>

EDN SIQYBT

УДК 622.245.1

Применение профильного перекрывателя для изоляции неустойчивых пород сарайлинской толщи при бурении боковых стволов на Ильинском месторождении

Мусихин И.Н., Поспелова И.Г., Дорофеев Н.П., Барданова О.Н.

Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

E-mail: pospelovaig@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается проблема несовместимости условий бурения, связанная с потерей устойчивости горных пород, слагающих стенки ствола скважины. В Удмуртской Республике строительство скважин на девонские объекты разработки осложняется неустойчивыми сарайлинскими отложениями, которые являются покрывкой продуктивных горизонтов. Неустойчивость сарайлинских отложений как при строительстве скважин, так и при бурении боковых стволов, может привести к более серьезным последствиям, таким, как осыпи и обвалы пород, прихватам бурильного инструмента, произвольным срезкам, потерям бурящегося ствола и другим. Эти проблемы могут быть решены технологией перекрытия неустойчивых горных пород путем применения профильного перекрывателя с сохранением номинального диаметра ствола скважины.

Ключевые слова: скважина, продуктивный горизонт, строительство, бурение боковых стволов, неустойчивость горных пород, профильный перекрыватель, сарайлинские глины, бурильный инструмент, ствол, месторождение

Для цитирования: Мусихин И.Н., Поспелова И.Г., Дорофеев Н.П., Барданова О.Н. Применение профильного перекрывателя для изоляции неустойчивых пород сарайлинской толщи при бурении боковых стволов на Ильинском месторождении // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 251-261. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.251-261>. - EDN SIQYBT