

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>

EDN UMABYE

УДК 532.546.7

Определение относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления методом центрифугирования в термобарических условиях

Саломатин Е.Н., Филипп А.С., Шульга Р.С.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: ensalomatин@tnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье представлены результаты экспериментального определения относительных фазовых проницаемостей ОФП по нефти и газу и кривых капиллярного давления ККД методом центрифугирования на шести образцах мелкозернистого песчаника. Эксперимент был выполнен при дренаже в термобарических условиях. Образцы центрифугировались при шести разных частотах вращения ротора до стабилизации выхода нефти. Значения насыщенностей в конечных точках эксперимента определены независимым методом, проницаемости при максимальной (К_{нн}) нефтенасыщенности измерены в фильтрационной установке до центрифугирования, при минимальной нефтенасыщенности (К_{но}) – с помощью газового пермеаметра. Расчёт ОФП и ККД при дренаже проводился методом численного моделирования и оптимизации в программе CYDAR.

Ключевые слова: *относительная фазовая проницаемость, капиллярное давление, центрифугирование, дренаж, термобарические условия*

Для цитирования: Саломатин Е.Н., Филипп А.С., Шульга Р.С. Определение относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления методом центрифугирования в термобарических условиях // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.1-15. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>. - EDN UMABYE

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.16-22>

EDN TMHCHV

УДК 622.276.1/4.001.57

**О моделировании фильтрационного эксперимента
по закачке CO₂ для вытеснения нефти в модели
составного ядра терригенного коллектора**

Сотников О.С., Белошапка И.Е., Хабибуллин Р.А.

Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

E-mail: HabibullinRadminir@tatnipi.ru

Аннотация. Одним из важных инструментов для обоснованного принятия управленческих решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа. Изучая процессы разработки на теоретических моделях, можно избежать значительных затрат при проведении реальных испытаний путем предварительного анализа возможных осложнений.

Ключевые слова: *фильтрационный эксперимент, закачка CO₂, компьютерное моделирование, ОФП, РVT*

Для цитирования: Сотников О.С., Белошапка И.Е., Хабибуллин Р.А. О моделировании фильтрационного эксперимента по закачке CO₂ для вытеснения нефти в модели составного ядра терригенного коллектора//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.16-22. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.16-22>. - EDN TMHCHV

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.23-31>

EDN TCLWBP

УДК 622.276.1/4.001

**Применение метода Монте-Карло для расчета значений
технологических показателей проектного фонда скважин
и оценки их вариативности**

Емельянов В.В.

ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия

E-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Аннотация. При планировании программы геолого-технических мероприятий на нефтегазовых активах, в условиях, когда существует острая необходимость повышения точности результатов прогнозов на различные горизонты планирования при необходимости одновременного снижения трудоемкости процесса и временных затрат, актуальным является вопрос выбора инструмента проведения расчетов.

Ключевые слова: *риски, геолого-гидродинамическая моделирование, моделирование методом Монте-Карло, бурение*

Для цитирования: Емельянов В.В. Применение метода Монте-Карло для расчета значений технологических показателей проектного фонда скважин и оценки их вариативности // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.23-31. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.23-31>. - EDN TCLWBP

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.32-45>

EDN ТВОЕJB

УДК 622.245.422.4

Совершенствование рецептур тампонажных растворов для крепления скважин при магниезиальной агрессии

¹Агзамов Ф.А., ¹Махмутов А.Н., ²Каримов И.Н.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²ООО «Цементные Технологии», Стерлитамак, Россия

E-mail: faritag@yandex.ru

Аннотация. Успешный ввод в эксплуатацию и долговечность скважины в первую очередь зависят от качества проведения работ по цементированию затрубного пространства. Многообразие химического состава пластовых вод и высокие температуры, при которых происходит твердение цементного камня, не позволяет однозначно подойти к вопросу выбора состава тампонажной смеси. Наиболее широко распространенные и часто встречающиеся при проводке скважины пластовые воды, содержащие в своем составе ионы магния, хлориды и сульфат-ионы, являются весьма агрессивными по отношению к цементному камню. Магнезиальные соли являются одними из самых опасных и могут привести к разрушению цементного камня на основе портландцемента в течение нескольких месяцев.

В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований по изучению коррозионной стойкости камней из смеси портландцемента и магнезита каустического кальцинированного строительного (ПЦТ, МКС), где последний является основой для магниезиального цемента, который доказал свою эффективность в магниезиальных солях.

Количество магнезита в смеси составляло 5, 10, 15 и 20 процентов с целью выяснения оптимальной концентрации добавки. У растворов были определены реологические параметры, а для имитации магниезиального пласта образцы помещались в 10% раствор $MgCl_2$. В качестве показателя для оценки степени повреждения камня были приняты глубина проникновения ионов магния и предел прочности камня на сжатие. Продолжительность эксперимента составила 14 месяцев, при этом каждые 2 месяца образцы извлекались и с ними проводились испытания. С такой же периодичностью агрессивный раствор обновлялся на новый для исключения влияния изменения концентрации.

Рассмотрена кинетика процесса магниезиальной коррозии и выделено несколько зон поражения тампонажного камня. Определено, что смесь МКС и ПЦТ при повышенной устойчивости к магниезиальным солям, имеет меньшую агрессивность по отношению к обсадной колонне, чем магниезиальный цемент.

Ключевые слова: цементный камень, магниезиальная коррозия, крепление скважин, защита от коррозии, бишофит, коррозионная стойкость

Для цитирования: Агзамов Ф.А., Махмутов А.Н., Каримов И.Н. Совершенствование рецептур тампонажных растворов для крепления скважин при магниезиальной агрессии//Нефтяная провинция.- 2023.-№1(33).-С.32-45. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.32-45>. - EDN ТВОЕJB

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.46-57>

EDN SPWIJE

УДК 622.276.1/4(571.1)

Оценка эффективности реализованных мероприятий на примере месторождения Уватского проекта по результатам ретроспективных расчётов

Колесников С.В., Ивлев М.И.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: svkolesnikov@tnc.rosneft.ru

Аннотация. Принятие проектных решений при разработке нефтегазовых месторождений сопряжено в силу их недоступности для непосредственного изучения с нехваткой данных о свойствах пластовой среды и о процессах в ней протекающих. В процессе разработки имеющаяся информация о месторождении дополняется и уточняется, вместе с тем на промысле могут быть внедрены ранее неиспользуемые технологии. В новых условиях ранее принятые проектные решения могут оказаться неоптимальными, а их тиражирование – нецелесообразным.

Целью работы является изучение метода ретроспективного прогнозирования как метода оценки эффективности уже реализованных в рамках разработки месторождения мероприятий. Объектом ретроспективного прогнозирования выбрана площадь одного из месторождений Уватского проекта. Авторами выполнены ретроспективные расчёты для решения задач по оценке эффективности системы разработки, оценке оптимальности периода отработки нагнетательных скважин на нефть в зоне уплотняющего бурения, оценке интерференции от уплотняющего бурения. По результатам проведённых расчётов сделан вывод о целесообразности применения метода ретроспективного прогнозирования в задачах оценки эффективности реализованных мероприятий.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, ретроспективный прогноз, оценка эффективности ГТМ, система разработки, уплотняющее бурение, ГДМ, прогноз

Для цитирования: Колесников С.В., Ивлев М.И. Оценка эффективности реализованных мероприятий на примере месторождения Уватского проекта по результатам ретроспективных расчётов// Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.46-57. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.46-57>. - EDN SPWIJE

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.58-71>

EDN SBDUOW

УДК 622.276.6

Отслеживание эффекта образования повышенной упаковки трещины в скважинах месторождения имени А. Усольцева

¹Пызыков В.Ф., ²Сохошко С.К

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

E-mail: Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

Аннотация. Сложный рост трещины во время процесса гидравлического разрыва предопределяет технологические осложнения с точки зрения размещения проппанта. Одним из последствий может стать образование повышенной упаковки проппанта в конце трещины. В процессе этого образования закачка может быть продолжена еще некоторое время с сопровождающимся преждевременным выпадением проппанта и остановкой распространения трещины. Распространена практика искусственного применения данного процесса, когда обдуманно останавливается рост трещины, а за счет увеличения её раскрытия добывается большая проводимость.

Ключевые слова: *мгновенное давление остановки закачки, эффект полного упаковывания трещины, безразмерная проводимость трещины*

Для цитирования: Пызыков В.Ф., Сохошко С.К. Отслеживание эффекта образования повышенной упаковки трещины в скважинах месторождения имени А. Усольцева // Нефтяная провинция.-2023.- №1(33).-С.58-71. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.58-71>. - EDN SBDUOW

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.72-80>

EDN RTRURW

УДК: 553.98:551(575.1)

Геохимические особенности и литолого-фациальные условия накопления исходного субстрата в горюче-сланцевом бассейне Кызылкума

¹Шоймуротов Т.Х., ²Мирзаев А.У., ³Хакимзянов И.Н., ²Умаров Ш.А.,

¹Орипов А.А., ⁴Тошпулатов Б.Х.

¹ГУ «ИГИРНИГМ» Госкомгеологии Республики, Ташкент, Узбекистан

²Навоийское отделение Академии наук, Навои, Узбекистан

³Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

⁴Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, Узбекистан

E-mail: shakhumarov@gmail.com

Аннотация. В настоящей статье поставлена задача - отразить современный научный уровень в области геологического изучения и литолого-фациальных особенностей в горюче-сланцевом бассейне Кызылкума. Выполнено литолого-фациальное моделирование территории Кызылкума в период накопления в бассейне седиментации исходного субстрата горючих сланцев. Характеризуются литолого-геохимические особенности, вещественный состав и металлоносность горючих сланцев, которые могут явиться стратегическим сырьем для получения многих ценных товаров народного потребления.

Ключевые слова: горючие сланцы, палеоген, отложения, минерал, свита, пласт, слои, площадь, месторождения

Для цитирования: Шоймуротов Т.Х., Мирзаев А.У., Хакимзянов И.Н., Умаров Ш.А., Орипов А.А., Тошпулатов Б.Х. Геохимические особенности и литолого-фациальные условия накопления исходного субстрата в горюче-сланцевом бассейне Кызылкума // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.72-80. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.72-80>. - EDN RTRURW

Улучшение выноса керна с применением новых инновационных разработок

¹Наримов Р.А., ²Умаров Ш.А., ³Хакимзянов И.Н., ²Мирзаев А.У.,

¹Ахмедов С.С., ¹Рахмедов Т.Ф.

¹ГУ «ИГИРНИГМ» Госкомгеологии Республики, Ташкент Узбекистан

²Навоийское отделение Академии наук, Навои Узбекистан

³Институт «ТатНИПИнефть», Бузульма, Россия

E-mail: romanrep@mail.ru

Аннотация. В настоящей статье обоснована актуальность исследований, проводимых ведущими учеными и научно-исследовательские работы по созданию новых инновационных разработок, которые эффективно используются при бурении скважин. В статье выполнен анализ разработанных и используемых при бурении скважин модификаций керноотборочных снарядов следующих наименований: «Недра», «Силур», «Кембрий» и другие. На всех керноотборочных снарядах керн формируется бурильной головкой или коронкой, оснащённой зубцами из твердого сплава. Данная статья посвящена описанию результатов проведенных работ по отбору керна на площадях Юго-Западного Узбекистана. Представлен критический анализ выхода керна различными инструментами, а также описаны результаты отбора керна новым керноотборочным снарядом «КОС» с бурильной головкой типа «6 ЛБК»-«МСЗ».

На основании изучения и анализа существующих бурильных головок авторами статьи в исследованиях применены инновационные решения и разработки. В целях сохранения и обеспечения максимального выноса керна из слабосцементированных пород авторами данной статьи разработана шестилопастная бурильная головка с наименованием и шифром «6 ЛБК 187,3/80 МСЗ» режущее-истирающего действия. В целях апробации этих разработок и отбора керна в АО «ИГИРНИГМ» изготовлены опытные образцы бурильных головок. Проведены экспериментальные работы и испытания на скважине №1 П площади Конча Зарафшанского региона. При осевой нагрузке 2-2,5 т на бурильную головку типа «6 ЛБК» вынос керна составил 60-100%, результаты отбора керна новой бурильной головкой являются вполне удовлетворительными.

Результаты проведенных исследований представлены в форме графических зависимостей. Получены зависимости, на которых четко прослеживаются, что с увеличением осевой нагрузки на бурильные головки типов «6 ВК»-«СЗ» и «6 ЛБК»-«МСЗ» более 2 т вынос керна ухудшается. При нагрузках на бурильные головки 2-2,5 т выход керна составил 60-100 %, а при большей нагрузке выход керна составил – 30-40 %. Следовательно, оптимальная нагрузка на бурильные головки должна быть в пределах 2 т.

Установлены зависимости процента выноса керна от частоты вращения ротора при использовании новой бурильной головки типа «6 ЛБК»-«МСЗ». Оказалось, что при частотах вращения 35-50 об/мин вынос керна составил 75-100 %, что является хорошим показателем нового инструмента.

Получены зависимости влияния расхода жидкости за единицу времени на процент выноса керна бурильными головками типов «6 ВК»-«СЗ» и «6 ЛБК»-«МСЗ». На графике видно, что с увеличением расхода жидкости до 8 л/с вынос керна с использованием бурильной головки типа «6 ЛБК»-«МСЗ» увеличивается до 100%, с бурильными головками типа «6 ВК»-«СЗ» уменьшается. При отборе керна с использованием новой бурильной головкой типа «6 ЛБК» «МСЗ» вынос керна при производительности насоса 7-10 л/с составил 70-100%.

На основании фактических материалов и результатов экспериментальных работ по использованию бурильных головок типов «6 ВК»-«СЗ» и «6 ЛБК»-«МСЗ», в статье представлены выводы и рекомендации по использованию бурильной головки типа «6 ЛБК 187,3/80 МСЗ».

Согласно разработанным рекомендациям авторов статьи, выпуск керноотборочных снарядов, бурильных головок и кернодержателя в рамках Государственных программ локализации выпускаемой продукции позволит заменить импортные аналоги и сэкономить валютные средства.

Разработанные инновационные разработки и решения позволят при бурении скважин повысить эффективность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ.

Ключевые слова: керн, инновационная разработка, бурение скважин, керноотборочный снаряд (КОС), бурильная головка, площадь Конча, отложения, Юго-Западный Узбекистан, импортозамещающая продукция

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.95-108>

EDN QKLSYQ

УДК 622.276.66

Обзор проведения кислотного гидравлического разрыва пласта, методики ИК-спектроскопии и промежуточные результаты исследований

Рыбаков А.А., Закиров Р.Р., Зимин В.Д.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

E-mail: r.akram@inbox.ru

Аннотация. Кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) – сложный, энергоемкий и дорогостоящий технологический процесс. При разработке карбонатных коллекторов технология КГРП является одной из наиболее распространенных, которая позволяет значительно увеличить дебит добывающих скважин. При проведении КГРП необходимо уделять особое внимание рецептуре состава и технологии закачки как определяющих успешности процесса. В процессе взаимодействия кислоты как с минералогической составляющей пласта, так и с флюидами (нефть, вода) могут образовываться асфальтены, вызывающие кольтматацию пласта, что снижает эффективность КГРП.

Для разработки методики подбора кислотных составов при КГРП с применением ИК-спектроскопии авторами работы рассмотрены существующие методы определения количественной оценки и степени осаждения асфальтенов для подбора оптимальной рецептуры и состава КГРП.

По результатам анализа проведенных лабораторных исследований ИК-спектроскопии для всех исследованных образцов проб нефти и составов с использованием кислотных композиций установлено, что распределение спектральных коэффициентов имеет различный характер, а также установлено влияние коэффициента разветвленности на содержание ароматических углеводородов.

Ключевые слова: *кислотный гидроразрыв пласта, инфракрасная спектроскопия, степень ароматичности, степень алифатичности, степень разветвленности*

Для цитирования: Рыбаков А.А., Закиров Р.Р., Зимин В.Д. Обзор проведения кислотного гидравлического разрыва пласта, методики ИК-спектроскопии и промежуточные результаты исследований // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.95-108. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.95-108>. - EDN QKLSYQ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.109-124>

EDN OKEXHF

УДК: 622.276.432

Способ определения периода отработки нагнетательных скважин в низкопроницаемых неоднородных коллекторах

¹Плиткина Ю.А., ²Мамчистова Е.И.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

E-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе представляется способ определения индивидуального периода отработки нагнетательных скважин в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов. Способ основывается на оценке изменения интенсивности реакции (интерференции) проектной нагнетательной скважины, находящейся в режиме добычи, от ввода добывающих скважин окружения.

Для реализации способа требуется расчет двух сценариев на гидродинамической модели и определение первой производной по времени от отношения нормированных дебитов каждой нагнетательной скважины в отработке. Оптимальный период отработки будет соответствовать шагу, на котором первая производная имеет минимальное значение. В этот момент соседние скважины элемента начинают оказывать друг на друга влияние (начинается взаимовлияние) и проектную нагнетательную скважину необходимо переводить под закачку. Найденный представляемым способом период отработки нагнетательных скважин обеспечивает максимизацию накопленной добычи нефти за счет своевременного перевода под закачку.

Предложенный алгоритм требует меньше трудозатрат и вычислительных ресурсов по сравнению с традиционным (многовариантным) способом за счет меньшего количества расчетов на модели.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, взаимовлияние скважин, интерференция скважин, режим истощения, элемент заводнения, эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), период отработки нагнетательных скважин, динамика дебита скважин, первая производная по времени, накопленная добыча нефти, гидродинамическая модель

Для цитирования: Плиткина Ю.А., Мамчистова Е.И. Способ определения периода отработки нагнетательных скважин в низкопроницаемых неоднородных коллекторах // Нефтяная провинция.-2023.- №1(33).-С.109-124. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.109-124>. – EDN OKEXHF

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.125-141>

EDN NMRGTU

УДК 622.276.1/4-419.5

**Оценка возможности объединения нескольких пластов
для их совместной эксплуатации
(на примере мелкого Южно-Ферганского месторождения)**

Хахимзянов И.Н., Петров В.Н., Александров Д.А.,

Баязитова Л.Р., Хахимзянова О.И., Давлетшин Р.Ф.

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти

(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Аннотация. Опыт разработки многих месторождений показал, что при совместной эксплуатации происходит частичное или полное отключение из процесса выработки средне- и низкопроницаемых объектов и, как следствие, все приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения (КИН). При этом, вероятность отключения прослоев тем выше, чем ниже гидродинамическая связь между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пластами на площади залежи, чем выше разница в проницаемости слагающих разрез пластов, чем меньше песчанистость разреза, а также эффективная толщина низкопроницаемых тонкослоистых прослоев.

С учетом приведенных выше критерий в данной работе проведена оценка возможности объединения нескольких пластов, мелкого по геологическим запасам, Южно-Ферганского месторождения для их совместной эксплуатации.

Ключевые слова: *эффективность разработки, эксплуатационный объект, совместная эксплуатация, средне- и низкопроницаемые пласты, приобщение, единый фильтр, оборудование одновременно-раздельной эксплуатации, проницаемость, накопленная добыча нефти, интенсификация выработки, коэффициент нефтеизвлечения*

Для цитирования: Хахимзянов И.Н., Петров В.Н., Александров Д.А., Баязитова Л.Р., Хахимзянова О.И., Давлетшин Р.Ф. Оценка возможности объединения нескольких пластов для их совместной эксплуатации (на примере мелкого Южно-Ферганского месторождения)//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.125-141. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.125-141>. - EDN NMRGTU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.142-154>

EDN MSAETE

УДК 622.276.42:661.97

Утилизация CO₂ – плюсы и минусы

Васильев В.В., Салимов О.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail. ovsalimov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Экологические проблемы, связанные с выбросами парниковых газов, стали глобальными проблемами. Многочисленными исследованиями было показано, что повышение уровня парниковых газов в атмосфере вызывает глобальное потепление. Углекислый газ (CO₂), метан (CH₄), закись азота (N₂O) и фторсодержащие газы (HFC, PFC, SF₆) являются парниковыми газами, среди которых углекислый газ составляет значительную долю по отношению к общему количеству присутствующих в атмосфере газов (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**).

Ключевые слова: *углекислый газ CO₂, улавливание, хранение и утилизация CO₂, экологическое воздействие*

Для цитирования: Васильев В.В., Салимов О.В. Утилизация CO₂ – плюсы и минусы //Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.142-154. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.142-154>. - EDN MSAETE

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.155-168>

EDN LXDEFB

УДК 622.276.34

Алгоритм подбора геолого-технических мероприятий по доизвлечению запасов на поздней стадии разработки нефтяного месторождения

¹Бурханов Р.Н., ¹Валиуллин И.В., ²Лутфуллин А.А., ¹Егорова Ю.Л.,
¹Чухновская Н.А.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия,

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

E-mail: ulaegor@rambler.ru

Аннотация. В статье представлены результаты, полученные при анализе эксплуатационного и не эксплуатационного фонда скважин Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского нефтяного месторождения с целью выявления и локализации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) пластов. Объектами для выявления и локализации остаточных извлекаемых запасов на Южно-Ромашкинской площади были пласты «в», «Г₁», «Г₂», «д» пашийского горизонта Д₁. Данные по пластам анализировались из данных программного комплекса NGT Smart. По результатам картостроения определялись наиболее перспективные зоны и участки с остаточными извлекаемыми запасами. Для выделенных зон предложен алгоритм подбор геолого-технических мероприятий (ГТМ) как для скважин в отдельности, так и для локализованных зон. Разработка алгоритма подбора геолого-технических мероприятий по доизвлечению остаточных извлекаемых запасов нефти, основана на классификации скважин на категории и выделения перспективных зон и участков локализации запасов нефти.

Ключевые слова: алгоритм, скважина, категория, накопленная добыча нефти по пластам, анализ, локализация, остаточные извлекаемые запасы. геолого-техническое мероприятие, оптимизация

Для цитирования: Бурханов Р.Н., Валиуллин И.В., Лутфуллин А.А., Егорова Ю.Л., Чухновская Н.А. Алгоритм подбора геолого-технических мероприятий по доизвлечению запасов на поздней стадии разработки нефтяного месторождения//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.155-168. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.155-168>. - EDN LXDEFB

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.169-178>

EDN LDDOWE

УДК 622.387

Современные способы оценки качества цементирования

Каримова Р.М., Голубь С.И., Чухновская Н.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

E-mail: karroz24@yandex.ru

Аннотация. В связи с усложнением геолого-промысловых условий строительства скважин и снижением их добычных возможностей наряду с количественными критериями строительства (скорость, проходка) определяющую роль играют показатели, характеризующие качество проведенных работ. В работе рассматривается обзор качественных показателей строительства скважин, включая, промыслово-геофизическое исследование акустическим методом с применением прибора АКЦ8СМ. Аппаратура акустической цементометрии восьми-секторная сканирующая многочастотная АКЦ8СМ предназначена для выделения вертикальных каналов в скважинах между колонной и цементным камнем, между цементным камнем и горной породой раскрытостью не менее 15 градусов, в нефтяных и газовых скважинах. Анализ динамических параметров целевых волн позволяет оценивать характер контакта, так и выявлять интервалы плохого цементирования обсадной колонны. Аппаратура обеспечивает регистрацию акустических волновых полей, возбужденных монополярным излучателем.

Область применения аппаратуры – исследование методом волнового акустического каротажа обсаженных скважин диаметром от 125 до 300 мм при верхних значениях температуры окружающей среды 120°C и гидростатического давления 80 МПа с углом наклона скважины не более 35°C, при скорости каротажа до 280 м/ч.

Ключевые слова: обсадная колонна, цементный камень, акустический цементометр, контакт, оценка качества

Для цитирования: Каримова Р.М., Голубь С.И., Чухновская Н.А. Современные способы оценки качества цементирования//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.169-178. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.169-178>. - EDN LDDOWE

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.179-196>

EDN KWUCZO

УДК 622.276.031.011.43

Разработка специальных жидкостей для ремонта газовых скважин в условиях АНПД

Сингуров А.А.

ООО «Сахалинская энергия», Москва, Россия

E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru

Аннотация. Повышение эффективности капитального ремонта скважин (КРС) на завершающем этапе разработки нефтяных и газовых месторождений требует постоянного совершенствования технологий ремонтных работ в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД). Одним из направлений решения этой задачи является обоснование и выбор газожидкостных пенных систем в качестве промывочных и специальных жидкостей для КРС в условиях АНПД.

В статье решаются задачи исследования свойств пен и пенообразующей жидкости (ПОЖ), включающих отходы деревообработки, в различных термобарических условиях.

Приведены функциональные схемы приборов для исследования пенных систем.

Автором разработаны и внедрены на истощённых месторождениях Севера России новые составы ПОЖ для получения устойчивых трёхфазных пен, не снижающие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП).

Ключевые слова: *газовая скважина, аномально низкие пластовые давления, капитальный ремонт скважин, специальные жидкости*

Для цитирования: Сингуров А.А. Разработка специальных жидкостей для ремонта газовых скважин в условиях АНПД//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.179-196. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.179-196>. - EDN KWUCZO

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.197-208>

EDN KKSCTT

УДК 622.276.031.011.43

**Физико-химическая структура технологических
полимер-гелевых жидкостей для блокирования продуктивного пласта
в условиях АНПД**

Сингуров А.А.

ООО «Сахалинская энергия», Москва, Россия

E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru

Аннотация. При проведении капитального ремонта скважин (КРС) с предварительным глушением скважины, основным фактором, влияющим на конечный результат ремонта, является выбор жидкости глушения и промывочной жидкости. Установлено, что проведение работ по промывке песчано-глинистой пробки (ПП) с глушением продуктивного пласта необходимо применение жидкостей, обладающих способностью временного блокирования призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП). Наиболее полно этим требованиям соответствуют пенные системы с различными наполнителями, которые обладают закупоривающим и коркообразующим свойством. Из многочисленных наполнителей, проверенных в ходе поисковых исследований только наполнители растительного происхождения позволяют получить пенную систему, выдерживающую значительные перепады давления на пласт, и способную при низких депрессиях (0,1 – 0,5 МПа) легко удаляться из пласта и сохранять его первоначальную проницаемость. После проведения большого количества лабораторных исследований автором был разработан новый наполнитель на основе древесной коры. В качестве жидкости носителя была выбрана незамерзающая пенообразующая жидкость (НПОЖ), нашедшая широкое применение на месторождениях Западной Сибири.

Стендовые исследования на экспериментальной установке по определению закупоривающих свойств показали, что блокирующая жидкость с разработанным автором наполнителем выдерживает в 1,5-2 раза больший перепад давления, чем подобная жидкость с наполнителем «Полицелл-ЦФ». По результатам стендовых испытаний автором предложена рецептура нового наполнителя и изготовлена опытная партия для проведения ОПИ. Результаты опытно-промышленных испытаний на скважинах ООО «Ноябрьскгаздобыча» показали, что применение наполнителя "НДК-ЛХ" в пенной системе для блокирования продуктивного пласта в ходе ремонтно-восстановительных работ (РВР) позволяет:

- надежно изолировать продуктивный горизонт от ствола скважины на время проведения ремонтных работ;
- предотвратить проникновение технологических жидкостей в пласт во время проведения ремонтных работ;
- сохранить естественную проницаемость ПЗП;
- сократить сроки освоения скважин и затраты на проведение ремонтных работ.

Ключевые слова: полимер-гелевые системы, технологические жидкости, жидкости глушения скважин, синтетические полимеры, природные полимеры, лигносульфонаты, призабойная зона пласта

Для цитирования: Сингуров А.А. Физико-химическая структура технологических полимер-гелевых жидкостей для блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД//Нефтяная провинция.- 2023.-№1(33).-С.197-208. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.197-208>. - EDN KKSCTT

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.209-221>

EDN KHMWXE

УДК 622.24

Ликвидация поглощений буровых промывочных жидкостей низкой интенсивности при строительстве нефтяных скважин

Кузьмин В.Н., Аль Маолаи М.С.Д

ФГБОУ ВО "Удмуртский государственный университет", Ижевск, Россия

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Ижевск, Россия

E-mail: yakvn72@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена мероприятиям по борьбе с поглощениями буровых промывочных жидкостей низкой интенсивности; описаны теоретические аспекты поглощения буровых промывочных жидкостей, в том числе: признаки и причины поглощения буровых промывочных жидкостей, классификация поглощений буровых промывочных жидкостей по степени интенсивности, модели трещиноватых пластов; модели кавернозных и трещиновато-кавернозных пластов и классификация пластов по возможным способам их изоляции; предложено техническое решение по ликвидации поглощений низкой интенсивности и, как логическое завершение материала статьи, показана практическая ценность предлагаемого технического решения для ликвидации поглощений низкой интенсивности в ходе строительства скважин на нефть.

Ключевые слова: бурение скважин, поглощение буровых промывочных жидкостей, интенсивность поглощения буровых промывочных жидкостей, технология ликвидации поглощений буровых промывочных жидкостей

Для цитирования: Кузьмин В.Н., Аль Маолаи М.С.Д Ликвидация поглощений буровых промывочных жидкостей низкой интенсивности при строительстве нефтяных скважин//Нефтяная провинция.- 2023.-№1(33).-С.209-221. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.209-221>. - EDN KHMWXE