

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.1-35>

EDN UVAFHT

УДК 061.3:622.276(47 +57)

**Итоги международной научно-практической конференции
«Решение Европейского союза о декарбонизации
и новая парадигма развития топливно-энергетического
комплекса России (год спустя)»**

Муслимов Р.Х.

Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

E-mail: davkaeva@mail.ru

Аннотация. Прошедший год после проведения в г. Казани международной конференции по проблемам декарбонизации топливно-энергетического комплекса был насыщен знаковыми событиями в отраслях топливно-энергетического комплекса, показавшими несостоятельность принятой с активно-агрессивным Западом «климатической повестки». Уже не оправдались надежды на разрекламированный энергопереход на так называемую зеленую солнечно-ветровую энергетику по причине низкой эффективности, некомфортности и сложности использования и экономически более вредной. Пришло понимание об ограниченном наборе парниковых газов, микроскопической доле в этом углекислого газа, являющегося основой жизни на Земле и всей нашей планеты. Поэтому декарбонизация не имеет никакого научного обоснования, а только наносит вред жизни на Земле. Углеродная нейтральность не должна быть целью и как понятие требует уточнения. То же самое касается понятий углеродный след, низкоуглеродная энергетика, углеродная торговая единица. При похолодании, а особенно при потеплении климата на Земле возрастает роль традиционных ТЭР (нефть, газ, уголь) и такую энергетику придется развивать дальше (вместо декарбонизации приходит дальнейшая карбонизация). Поэтому нужна новая парадигма развития нефте-газового комплекса при одновременном выходе РФ из Парижских соглашений по климату.

Ключевые слова: *климатическая повестка, парниковые газы, углекислый газ, водяной пар, углеводороды, углерод, уголь, нефть, газ, ВИЭ, ТЭЦ, АЭС, ГЭС, солнечные электростанции, ветряные электростанции, водород, возобновляемые источники энергии, глобальное потепление, тепловое загрязнение планеты, энергопереход, природные ресурсы, изменения климата*

Для цитирования: Муслимов Р.Х. Итоги научно-практической конференции «Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России (год спустя)»// Нефтяная провинция. -2022.-№4(32).-С.1-35. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.1-35>. - EDN UVAFHT

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.36-64>

EDN UYUIVA

УДК 552.143:551.762 (575.172)

Биостратиграфическое расчленение юрских отложений Арало-Устюртского региона по растительным отпечаткам и спорово-пыльцевым комплексам

*¹Искандаров М.Х., ¹Турсунова Т.М., ²Хакимзянов И.Н., ³Мирзаев А.У.,
³Умаров Ш.А., ⁴Худайбергенов Б.И.*

¹ООО «Geo Research and Development Company» РУз, Ташкент, Узбекистан

²Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

³Навоийское отделение Академии Наук, Навои, Узбекистан

⁴ГУ «ИГИРНИГМ» Госкомгеологии РУз, Ташкент Узбекистан

E-mail: shakhumarov@gmail.com

Аннотация. В настоящей статье обоснована актуальность исследований, совместное применение различных палеонтологических методов, в частности, флористического и палинологического наряду с литолого-фациальными и промыслово-геофизическими данными, с целью выяснения нефтегазоносности юрских отложений Устюрта, где необходимо создать надежную стратиграфическую схему, что невозможно решить без детального изучения палеонтологических остатков. С этой целью были исследованы комплексы спорово-пыльцы и растительных остатков по площадям Саамская-1п, Арка-Кунград-1п, Муйнак-1п, Северный Арал-1, Арал-3, Акчалак-4, Восточный Бердах-7, Акчалак-13, Шахпахты-1п, Северная Коскала-1, Кызыл-Шалы-1п и др. Основные типы разрезов многие литологи и промысловики относили к нижнеюрским отложениям. На основе спорово-пыльцевых анализов и исследования растительных остатков возраст вскрытых пород датирован как среднеюрский. Биостратиграфическое расчленение юрских отложений по растительным отпечаткам и спорово-пыльцевым комплексам в Устюртском регионе разрабатывается на основе мелких стратиграфических единиц, таких как, слой, реперный горизонт, свита, что соответствует требованиям международного стратиграфического кодекса (МСК).

Ключевые слова: *стратиграфия, юрские отложения, Устюртский нефтегазоносный регион, углеводородное сырье, палеонтологические материалы, геофизические данные, скважина, интервал, свита*

Для цитирования: Искандаров М.Х., Турсунова Т.М., Хакимзянов И.Н., Мирзаев А.У., Умаров Ш.А., Худайбергенов Б.И. Биостратиграфическое расчленение юрских отложений Арало-Устюртского региона по растительным отпечаткам и спорово-пыльцевым комплексам//Нефтяная провинция.- 2022.-№4(32).-С.36-64. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.36-64>. - EDN UYUIVA

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.65-78>

EDN WGVCTU

УДК 470.13

Изучение гидродинамических связей силурийских залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции методом трассерных исследований

Распопов А.В., Прокушева С.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

E-mail: Svetlana.Prokusheva@pnn.lukoil.com

Аннотация. Цель статьи заключается в рассмотрении особенностей геологического строения тектонически раздробленной залежи и влияние его на разработку. При анализе блокового строения месторождения использовались результаты трассерных исследований за период 2003-2019 гг. В ходе анализа выявлена гидродинамическая связанность блоков IA, IB, IC, II за счет «оперяющих» трещин вблизи тектонических нарушений. Полученные данные трассерных исследований указывают на необходимость формирования единой системы ППД.

Ключевые слова: *тектонические нарушения, блоки, разломы, трассерные исследования, гидродинамическая связанность*

Для цитирования: Распопов А.В, Прокушева С.А. Изучение гидродинамических связей силурийских залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции методом трассерных исследований//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.65-78. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.65-78>. – EDN WGVCTU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.79-96>

EDN YEBGNH

УДК 550.837.21

К вопросу мониторинга внутриконтурного заводнения нефтегазовых залежей путем наземных измерений естественных электрических полей

¹Андреева Е.Е., ^{1,4}Валеева С.Е., ²Валеева А.В., ³Мухамадиев Р.С.,
⁴Нуриева Е.М.

¹ *Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия*

² *Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия*

³ *НПУ «Казаньгеофизика», Казань, Россия*

⁴ *Казанский федеральный университет, Казань, Россия*

E-mail: aee8277@rambler.ru

Аннотация. В работе приведены результаты изучения естественных электрических полей, зарегистрированных на участке «Ивановский» нефтяного месторождения на территории Сармановского района Республики Татарстан. Измерения электрических потенциалов на дневной поверхности проводились на различных режимах работы нагнетательных скважин.

Ключевые слова: электрокинетические процессы, естественная поляризация (ЕП), потенциал фильтрации, мониторинг разработки, коэффициент извлечения нефти (КИН), внутриконтурное заводнение, нагнетательные скважины

Для цитирования: Андреева Е.Е., Валеева С.Е., Валеева А.В., Мухамадиев Р.С., Нуриева Е.М. К вопросу мониторинга внутриконтурного заводнения нефтегазовых залежей путем наземных измерений естественных электрических полей//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.79-96. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.79-96>. - EDN YEBGNH

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.97-111>

EDN ZYHKUJ

УДК 622.24(571.1)

Оценка влияния уплотняющего бурения на скважины базового фонда объекта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения

Канаев И.С., Савченко И.В., Шкитин А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: iskanaev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Для зрелых месторождений актуальным вопросом является поддержание базовой добычи. Это особенно важно в процессе уплотнения сетки скважин, когда уплотняющее бурение или переводы скважин с других объектов приводят не только к увеличению охвата, но и к интерференции зон дренирования действующего фонда скважин. Потери добычи нефти на скважинах базового фонда могут быть значительны, что влияет как на КИН, так на планирование технологических показателей разработки. В настоящей статье представлены результаты расчетов интерференции на объекте АВ1(1 - 2) Самотлорского месторождения, полученные с применением нескольких методик: регрессионной модели, модели CRM и трехмерной гидродинамической модели. В целом все используемые методы расчета показали достаточно высокую сходимость результатов. Прогнозная доля потерь базовой добычи нефти, при расчетах выбранными методиками, составила в среднем 18,4%. Средняя доля потерь добычи нефти базового фонда от добычи уплотняющих скважин составила 30%.

Ключевые слова: *уплотняющее бурение, интерференция скважин, уплотнение сетки, взаимовлияние скважин, потери добычи нефти, гидродинамическая модель, регрессионная модель, CRM*

Для цитирования: Канаев И.С., Савченко И.В., Шкитин А.А. Оценка влияния уплотняющего бурения на скважины базового фонда объекта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.97-111. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.97-111>. - EDN ZYHKUJ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.112-127>

EDN СТСНОТ

УДК 622.276

Влияние геомеханических эффектов при разработке группы пластов на риски бурения, разработки и интенсификации месторождения

¹Павлов В.А., ¹Павлюков Н.А., ¹Субботин М.Д., ²Самойлов М.И.,

³Ягудин Р.А., ³Александров А.А., ³Головизнин А.Ю.

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

²ООО «РН-Центр Экспертной Поддержки и Технического Развития», Тюмень, Россия

³ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе реализовано создание связанной геомеханической модели, содержащей пласты березовской, кузнецовской и покурской свит. На основе данных 4D гидродинамико-геомеханического моделирования с учетом одновременной разработки нескольких пластов выполнена оценка рисков бурения скважин транзитного фонда и их стабильности, влияния разработки пластов на процессы интенсификации добычи (дизайны ГРП), рисков разрушения глинистых перемычек, процессов проседания поверхности и кровли коллектора, рисков реактивации разломов. Систематизация получаемых геомеханических эффектов позволила реализовать детальную программу мониторинга, изучения, минимизации рисков для производства и увеличить экономическую эффективность, в том числе путем снятия негативных сценариев и получения выгод на реальных производственных примерах.

Ключевые слова: лабораторные исследования керна, упруго-прочностные свойства, связанное 4D гидродинамико-геомеханическое моделирование, оценка геомеханических эффектов, эксплуатационные и транзитные скважины

Для цитирования: Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Самойлов М.И., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю. Влияние геомеханических эффектов при разработке группы пластов на риски бурения, разработки и интенсификации месторождения//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.112-127. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.112-127>. - EDN СТСНОТ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.128-139>

EDN STDJPM

УДК 622.243.1

Разработка состава ингибирующего раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах

¹Гаймалетдинова Г.Л., ¹Мулюков Р.А., ¹Исмаков Р.А., ²Ситнов С.А.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²Казанский федеральный университет, Казань, Россия

E-mail: ggaymaletdinova@mail.ru

Аннотация. В статье представлены результаты лабораторных исследований ингибирующего биополимерного бурового раствора с добавлением реагента комплексного действия Девон-2л на набухаемость глинистой фазы при прохождении аргиллитов Шарканского месторождения. Положительный результат проведения опытно-промышленных испытаний реагента подтверждает эффективность разработанного реагента Девон-2л, способного обеспечить стабильность стенок скважины, снизить сальникообразование и повысить смазывающую способность бурового раствора, что способствует созданию нагрузки на долото.

Ключевые слова: реагент Девон-2л, ингибирующий буровой раствор, прихватоопасность, набухание глин

Для цитирования: Гаймалетдинова Г.Л., Мулюков Р.А., Исмаков Р.А., Ситнов С.А., Разработка состава ингибирующего раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.128-139. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.128-139>. - EDN STDJPM

Аналитические зависимости для определения распределения температурного поля, образующегося при закачке горячей воды и пара в пласт с нижележащей контактной водоносной зоной

¹Егорова Ю.Л., ²Александров Г.В., ²Низаев Р.Х.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Аннотация. В статье по результатам проведённых по аналитической методике расчётов распределения температурного поля в залежи высоковязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной, образующегося при закачке в пласт теплоносителя, получены аналитические зависимости для определения значений радиуса теплового фронта, образующегося в нефтеносной части залежи. На основании анализа полученных аналитических зависимостей установлено, что при закачке горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону ниже отметки водонефтяного контакта радиус образующегося в нефтеносной части залежи теплового фронта больше радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды непосредственно в нефтеносный пласт, в 1,24 раза. Установлено, что при использовании в качестве нагнетаемого теплоносителя пара величина радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара непосредственно в нефтеносную часть залежи, практически совпадает с величиной радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара в нижележащую контактную водоносную зону. Выявлено, что отношение величины радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара, к величине радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды, в зависимости от зоны закачки теплоносителя изменяется от 9,9 до 13,4. Показано, что при закачке теплоносителя в нефтеносную часть залежи радиус образующегося фронта прогрева зависит только от времени закачки в пласт теплоносителя, с увеличением времени закачки радиус образующегося теплового фронта увеличивается. Установлено, что объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нефтеносную часть залежи в 1,1 раза. Объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нижележащую контактную водоносную зону в 3,5 раза.

Ключевые слова: *залежь высоковязкой и сверхвязкой нефти, нефтеносная часть залежи, нижележащая контактная водоносная зона (НКВЗ), теплоноситель, горячая вода, пар, тепловой фронт, радиус теплового фронта*

Для цитирования: Егорова Ю.Л., Александров Г.В., Низаев Р.Х. Аналитические зависимости для определения распределения температурного поля, образующегося при закачке горячей воды и пара в пласт с нижележащей контактной водоносной зоной//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.140-155. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.140-155>. - EDN EHBGWJ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.156-164>

EDN EJQEYB

УДК 622.276.652.001

Анализ применения закачки полимерных композиций с использованием установок «Кем-Трон» на опытном участке Бурейкинского месторождения

¹Егорова Ю.Л., ¹Насыбуллин А.В., ²Насыбуллина С.В., ²Низаев Р.Х.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

E-mail: ulaegor@rambler.ru

Аннотация. В статье представлены результаты, полученные при анализе динамики технологических показателей работы участка Бурейкинского месторождения, на котором осуществлялась закачка полимерных композиций с использованием установок «Кем-Трон», и контрольного участка, не охваченного полимерным заводнением. Закачка полимерных композиций с использованием установок «Кем-Трон» на Бурейкинском месторождении осуществляется с 1995 года. При анализе динамики технологических показателей работы участка полимерного заводнения и контрольного участка Бурейкинского месторождения были рассмотрены следующие показатели: добыча нефти и жидкости, обводненность продукции, дебит нефти и жидкости, количество добывающих и нагнетательных скважин, объем закачки, компенсация отбора закачкой и приемистость нагнетательных скважин. Эффективность закачки полимерных композиций с использованием установок «Кем-Трон» на участке Бурейкинского месторождения оценивалась на сравнении динамики основных технологических показателей с базовым вариантом.

Ключевые слова: анализ, контрольный участок, закачка полимерных композиций, динамика технологических показателей, добыча нефти и жидкости, обводненность, водонефтяной фактор

Для цитирования: Егорова Ю.Л., Насыбуллин А.В., Насыбуллина С.В., Низаев Р.Х. Анализ применения закачки полимерных композиций с использованием установок «Кем-Трон» на опытном участке Бурейкинского месторождения//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.156-164. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.156-164>. - EDN EJQEYB

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.165-182>

EDN ESEHPR

УДК 665.61.03.001

К вопросу лабораторной оценки свойств нефти после закачки растворителя

Захарова Е.Ф., Саяхов В.А., Шайхразиева Л.Р.,

Садреева Р.Х., Шайдуллин Л.К.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Аннотация. Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти является актуальной проблемой, требующей внимания. Одним из методов решения данной проблемы является использование комплексного метода воздействия на призабойную зону скважины. Для анализируемого объекта предложена технология, основанная на тепловом и химическом воздействии, а именно комбинированная закачка пара с растворителем. В статье приведены результаты лабораторных исследований проб битуминозной нефти до и после закачки растворителя в пароциклические скважины.

Ключевые слова: *сверхвязкая нефть; хроматография; термогравиметрия; оптические методы исследования; снижение вязкости нефти; термические методы воздействия*

Для цитирования: Захарова Е.Ф., Саяхов В.А., Шайхразиева Л.Р., Садреева Р.Х., Шайдуллин Л.К. К вопросу лабораторной оценки свойств нефти после закачки растворителя//Нефтяная провинция.-2022.- №4(32).-С.165-182. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.165-182>. - EDN ESEHPR

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.183-195>

EDN ETBGSN

УДК 622.276 (045)

Механический метод защиты от кольматации и гидрофилизации призабойной зоны пласта

Насыров А.М., Красноперова С.А., Епифанов Ю.Г., Ванчурин А.Н.

Удмуртский Государственный Университет, Ижевск, Россия

E-mail: amdakh-nasyrov@rambler.ru

Аннотация. При повышении обводненности продукции скважин происходят значительные изменения в продуктивности скважин, происходит дифференциация энергетического потенциала и профиля отдачи. Основные изменения заключаются в углублении дифференциации перфорированной зоны пласта по продуктивности пропластков, по энергетическим и коллекторским характеристикам. Те интервалы пласта, которые изначально слабо были вовлечены в разработку из-за низкой проницаемости и не были улучшены в результате мероприятий по интенсификации добычи, еще более ухудшают коллекторские свойства, однако сохраняют свой энергетический потенциал. Это приводит к постепенному прорыву пластовой воды по наиболее высокопроницаемым интервалам пласта с увеличением дебита жидкости. Отношение дебита жидкости после прорыва воды к первоначальному дебиту скважин будет при добыче высоковязких нефтей на порядок выше. Нередко теряется циркуляция при технологических промывках таких скважин, повышается недобор нефти при промывках. Возникают условия для нефтегазоводопроявлений из-за различия состояния выработки пластов.

Предложено механическое устройство, позволяющее не допускать при технологических промывках и глушении скважины попадания скважинной жидкости обратно в пласт, обеспечивающее работу нефтяного пласта в гидрофобной среде, а также значительно повышающее безопасность при ремонтах скважин.

Ключевые слова: *пласт, скважина, призабойная зона, коллекторские свойства, промывка, глушение, поглощение, гидрофилизация, кольматация*

Для цитирования: Насыров А.М., Красноперова С.А., Епифанов Ю.Г., Ванчурин А.Н. Механический метод защиты от кольматации и гидрофилизации призабойной зоны пласта//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.183-195. - DOI <https://doi.org/10.25689/np.2022.4.183-195>. - EDN ETBGSN

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.196-207>

EDN EXLNHF

УДК 622.276.6

**Повышение эффективности разработки залежей
высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере
Ново-Елховского нефтяного месторождения**

Орехова Л.Г.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

E-mail: orехova.l@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием тепловых методов на основе гидродинамического моделирования. Рассмотрен объект - участок 22-й залежи Ново-Елховского нефтяного месторождения, представленный бобриковским горизонтом. В качестве основного теплоносителя была выбрана горячая вода с температурой, изменяющейся в интервале от 20⁰С до 90⁰С. Проведена серия расчетов, позволяющая по графику производной приращения дополнительной добычи нефти определить диапазон эффективной температуры горячей воды. Установлено минимальное снижение отношения динамических вязкостей воды и нефти, при которой температура закачиваемой горячей воды эффективна.

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, методы увеличения нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование, тепловые методы, теплоноситель, температура закачиваемой воды, горячая вода, дополнительная добыча*

Для цитирования: Орехова Л.Г. Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере Ново-Елховского нефтяного месторождения//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.196-207. - DOI <https://doi.org/10.25689/np.2022.4.196-207>. - EDN EXLNHF

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.208-222>

EDN FFSXHY

УДК 622.276

Геомеханическое моделирование для оценки влияния разработки слабосцементированных коллекторов

¹Павлов В.А., ¹Павлюков Н.А., ¹Субботин М.Д., ¹Хакимов А.А.,

²Ягудин Р.А., ²Александров А.А., ²Головизнин А.Ю.

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

²ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе представлены подходы и методы, позволяющие минимизировать риски разработки газовых слабосцементированных пластов в условиях интенсивной добычи и высокой вероятности обводнения скважин. На основе численных расчетов при построении 4D связанной гидродинамико-геомеханической модели с учетом специализированных исследований керна с различным насыщением образцов выполнен учет эффекта разупрочнения слабосцементированных пород при смене насыщения с газа на воду и последующим разрушением, вызывающим увеличение проницаемости коллектора. На основе полученных обновленных кубов проницаемости проведена оценка изменения интенсивности обводнения газовых скважин и влияния на разрушение коллектора. Полученные результаты позволяют осуществлять анализ и прогноз показателей добычи, а также при необходимости выполнить оптимизацию для работы скважин.

Ключевые слова: лабораторные исследования при различном насыщении, упруго-прочностные свойства, связанное 4D гидродинамико-геомеханическое моделирование, оценка геомеханических эффектов, эксплуатация скважин

Для цитирования: Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Хакимов А.А., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю. Геомеханическое моделирование для оценки влияния разработки слабосцементированных коллекторов//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.208-222. - DOI <https://doi.org/10.25689/np.2022.4.208-222>. - EDN FFSXHY

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.223-238>

EDN DXYBFQ

УДК 622.276.6

Повышение эффективности гидроразрыва пласта в наклонно-направленной скважине методом многостадийной закачки проппанта в условиях близости фронта нагнетания

Добровинский Д.Л., Вилков М.Н.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Россия

E-mail: dobrovinskyiD@gmail.com

Аннотация. Большинство месторождений Западной Сибири находятся на заключительной стадии разработки, которая характеризуется высокими показателями водонефтяного фактора (ВНФ) и обводненностью добываемой продукции. В связи с чем, текущие условия эксплуатации фонда вынуждают корректировать критерии применения геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание уровня добычи нефти. Так, порядка 40 % операций гидроразрыва пласта (ГРП) выполняют в зоне близости фронта нагнетаемой воды при базовом уровне обводненности скважин-кандидатов более 90 %, что противоречит общепринятым нормам подбора. Однако отметим, существующие технологии ГРП и сопутствующие им предварительные ремонтные работы позволяют выполнять экономически-эффективные мероприятия в данных условиях. Цель работы – повышение эффективности классического одностадийного ГРП в наклонно-направленных нефтяных скважинах в условиях близости фронта нагнетаемой воды методом многостадийной закачки проппанта в один целевой интервал перфорации. В работе представлены результаты сопоставления эффективности многостадийных и стандартных ГРП, определены критерии получения большего прироста дебита нефти при снижении уровня обводненности продукции после ГРП.

Ключевые слова: ГРП, Западная Сибирь, Технологии ГРП, двухстадийный ГРП, трехстадийный ГРП, многостадийный ГРП, наклонно-направленная скважина, фронт нагнетаемых вод, ФНВ, фронт нагнетания, снижение обводненности, Ванденская свита, БВ₈

Для цитирования: Добровинский Д.Л., Вилков М.Н. Повышение эффективности гидроразрыва пласта в наклонно-направленной скважине методом многостадийной закачки проппанта в условиях близости фронта нагнетания//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.223-238. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.223-238>. - EDN DXYBFQ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.239-251>

EDN FOMKZU

УДК 622.276.66

Методика автоматизированного выбора скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта на месторождениях ООО «Харампурнефтегаз»

Синицына Т.И., Галеев А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Email: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Аннотация.

Введение. Создание методик автоматизированного поиска скважин-кандидатов для геолого-технических мероприятий становится популярным направлением среди специалистов по разработке нефтяных и газовых месторождений. Такие методики позволяют определить четкие правила (критерии) оценки потенциала внедрения геолого-технических мероприятий на тех или иных объектах разработки и сократить трудозатраты профильных специалистов.

Целью работы является создание методики и заложение ее в программный продукт по автоматизированному выбору скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта в условиях разрабатываемых объектов ООО «Харампурнефтегаз».

Материалы и методы. Работа разделена на две части: статистический анализ ретроспективных данных (вся история геолого-технических мероприятий на объекте исследования) и оценка потенциала гидравлического разрыва пласта на будущий период разработки объекта. Первая часть работы основана на применении методов математической статистики. Далее по полученным в результате математического анализа данным подготовлен программный продукт на базе Microsoft Excel с использованием Visual Basic for Applications (VBA), который позволяет оценить потенциал скважин объекта разработки к внедрению такого геолого-технологического мероприятия, как гидравлический разрыв пласта.

Результаты. Проведенный статистический анализ ретроспективных данных по месторождениям позволил определить критерии оценки потенциала скважин для гидравлического разрыва пласта. С помощью программного продукта подготовлен рейтинг скважин для поведения ГТМ-ГРП, сокращены трудозатраты профильных специалистов на выбор скважин-кандидатов.

Заключение. Использование методик автоматизированного поиска скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта подтверждено на практике в условиях объектов, разрабатываемых ООО «Харампурнефтегаз». Целью дальнейшего исследования является подготовка аналогичной методики для других видов геолого-технических мероприятий, применяемых на рассматриваемых месторождениях.

Ключевые слова: *геолого-технические мероприятия, автоматизированный поиск скважин-кандидатов, критерии выбора скважин для гидравлического разрыва пласта*

Для цитирования: Синицына Т.И., Галеев А.А. Методика автоматизированного выбора кандидатов для гидравлического разрыва пласта на месторождениях ООО «Харампурнефтегаз»//Нефтяная провинция.- 2022.-№4(32).-С.239-251. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.239-251>. - EDN FOMKZU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.252-266>

EDN GNEHKM

УДК 004.9:550.832

Возможности многоскважинных технологий в ПК «Гиснейро 2.0» при интерпретации данных ГИС

¹Судаков В.А., ¹Леонтьев А.А., ¹Валидов М.Ф., ¹Муртазин Т.А., ²Хабинов Р.М.,

²Шуматбаев К.Д., ³Сафаров А.Ф., ³Абусалимова Р.Р., ³Иксанова А.Ф.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

E-mail: Abusalimova-RR@tatnipi.ru

Аннотация. Инновационный отечественный продукт ПК «Гиснейро 2.0» является комплексом алгоритмов по автоматизации интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), позволяющий усовершенствовать выполнение процессов при обработке геофизических данных по скважинам в многоскважинном режиме.

Автоматическая обработка и интерпретация каротажных диаграмм значительно ускоряет анализ данных по скважинам, обеспечивает полное использование геологической информации и существенно повышают эффективность работы с ГИС.

ПК «Гиснейро 2.0» на основе машинного обучения и математических алгоритмов проводит автоматическое стратиграфическое и литологическое расчленение разреза, расчет фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), определение эффективных толщин и их типы насыщения.

По результатам опытной эксплуатации ПК «Гиснейро 2.0» в рамках научно-исследовательских работ (создание БД скважинной информации, проведение интерпретации ГИС, анализ и статистическая обработка данных керна и ГИС) и совместной работы с ПАО «Татнефть» позволяет в многоскважинном полуавтоматическом режиме получить результаты интерпретации ГИС, в том числе стратиграфическую разбивку разреза, границы эффективных толщин и их параметры фильтрационно-емкостных свойств и анализа керна.

Ключевые слова: автостратиграфия, автоматическая обработка, многоскважинный режим, мультигистограмма, мультикросс-плот, кластеризация, классификация

Для цитирования: Судаков В.А., Леонтьев А.А., Валидов М.Ф., Муртазин Т.А., Хабинов Р.М., Шуматбаев К.Д., Сафаров А.Ф., Абусалимова Р.Р., Иксанова А.Ф. Возможности многоскважинных технологий в ПК «Гиснейро 2.0» при интерпретации данных ГИС//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.252-266. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.252-266>. - EDN GNEHKM

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.267-276>

EDN ILXXFI

УДК 622.276

Определение оптимального времени ввода нагнетательных скважин при барьерном заводнении

¹Штин Н.А., Камаев Г.К., ¹Шишкин Е.С.

¹ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

E-mail: NAshtin@udn.rosneft.ru

Аннотация. Статья описывает основные факторы, влияющие на низкую эффективность барьерного заводнения: поздний срок реализации, низкие объемы закачки, большое расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, обход газом создаваемого барьера.

Подробно рассмотрено влияние задержки в реализации барьерного заводнения на прорывы газа. Добывающие скважины вводятся на несколько месяцев раньше нагнетательных, за это время газ, в силу своей высокой подвижности успевает прорваться к забоям и приводит к снижению дебитов нефти. На примере реального месторождения показано, как такие скважины можно «реанимировать» продолжительной закачкой воды и созданием водного барьера.

В работе детально рассмотрена технология барьерного заводнения с позиции определения оптимального времени ввода нагнетательных скважин для создания барьера. Оценка времени ввода нагнетательных скважин в элементе барьерного заводнения произведена на серии расчетов на гидродинамической 3D модели верейского объекта Чутырской площади. По результатам расчетов показано, что наиболее эффективными сроками для данного объекта является одновременный запуск добывающих и нагнетательных скважин, либо начало закачки за три месяца до запуска добывающих скважин.

Ключевые слова: барьерное заводнение, газовая шапка, прорыв газа, нефтяная оторочка, гидродинамическая модель

Для цитирования: Штин Н.А., Камаев Г.К., Шишкин Е.С. Определение оптимального времени ввода нагнетательных скважин при барьерном заводнении//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.267-276. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.267-276>. - EDN ILXXFI

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.277-303>

EDN INKCEY

УДК 622.2:553.9+550.4.02

**Техногенные процессы в остаточных нефтях
при использовании физико-химических методов увеличения
нефтеотдачи: обзор исследований**

^{1,2}Мухаметшин Р.З.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, Россия

E-mail: geoeng111@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена обобщению опыта геохимических исследований преобразований нефти девонской залежи Ромашкинского месторождения под длительным воздействием внутриконтурного заводнения. Приведен краткий обзор исследовательских работ методами резервуарной геохимии по оценке механизмов довытеснения остаточной нефти под воздействием реагентов и технологий.

Ключевые слова: *остаточная нефть, месторождение, пласт, внутриконтурное заводнение, техногенез, нефтепромысловая геохимия, оценка процессов вытеснения остаточной нефти, методы увеличения нефтеотдачи*

Для цитирования: Мухаметшин Р.З. Техногенные процессы в остаточных нефтях при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: обзор исследований//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.277-303. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.277-303>. - EDN INKCEY