

*DOI 10.25689/NP.2019.1.1-30*

*УДК 622.276.43*

## **МЕТОДЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ДОЛГОЕ ВРЕМЯ ОСТАЮТСЯ ОСНОВОЙ РАЗРАБОТКИ БОЛЬШИНСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ**

**Муслимов Р.Х.**

Казанский (Приволжский) федеральный университет

**E-mail: davkaeva@mail.ru**

**Аннотация.** В статье анализируется 65-летний опыт становления и развития высокоэффективной технологии внутриконтурного заводнения на супергигантском Ромашкинском нефтяном месторождении. Показывается борьба различных школ за совершенствование и повышение эффективности этой технологии, преодоление сомнений и опасений применения внутриконтурной закачки воды и доведения этой технологии до современного мирового уровня при существенно меньших затратах на ее реализацию.

Системы заводнения и особенно организация их внедрения – повсеместно, массированно и с самого начала разработки – обеспечили небывало высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений бывшего СССР. Благодаря этому СССР вышел на исключительно высокий уровень добычи нефти в мире – около 625 млн.т в год, добывая в 1,56 раз больше нефти в 6 раз меньшим фондом скважин, чем США. Однако, несмотря на очевидную высокоэффективную и в основном по большинству месторождений безальтернативную технологию заводнения, до настоящего времени некоторыми авторами продолжается критика современной технологии, исходя из мифического разрушения залежей вследствие ее применения. Показана безосновательность, бездоказательность и вредность таких суждений. Обосновываются пути дальнейшего развития технологии с учетом выявленных новых факторов в разработке на поздней стадии (перестроирование залежей и подпитка их углеводородами из глубин недр). Определяются весьма высокие перспективы дальнейшего совершенствования и применения гидродинамических методов разработки большинства месторождений.

**Ключевые слова:** *внутриконтурное заводнение, гидродинамические методы разработки, современные гидродинамические методы, гидродинамические МУН (ГМУН), техногенно измененные месторождения, разрушение залежей, давление нагнетания, форсированный отбор жидкости (ФОЖ), стационарное и нестационарное заводнение, изменение фильтрационных потоков жидкости, неравномерная выработка пластов, опережающее заводнение, трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), перестроирование залежей, подпитка, кристаллический фундамент (КФ).*

DOI 10.25689/NP.2019.1.31-50

УДК 553.98.048

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ МЕТОДОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ  
ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ  
ПРОЕКТАХ**

**<sup>1</sup>Еремин Н.А., <sup>1</sup>Богаткина Ю.Г., <sup>2</sup>Лындин В.Н.**

<sup>1</sup>Институт Проблем Нефти и Газа РАН (ИПНГ РАН)

<sup>2</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

**E-mail: ubgt@mail.ru**

**Аннотация.** В статье рассматриваются основные принципы методологии комплексной оценки запасов природных углеводородов в нефтегазовых инвестиционных проектах. Показано, что задачей анализа экономической эффективности нефтегазовых инвестиционных проектов является расчет основных экономических показателей оценки вариантов, выбор оптимального, отвечающего критерию достижения максимального чистого дисконтированного дохода от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти с определением источников финансирования. При оценке вариантов в многостадийном проектировании разработки месторождений учитывается величина риска, позволяющего уточнить его влияние на эффективность и надежность технико-экономических решений в условиях особенности работы нефтегазодобывающего производства. Актуальным является то, что рассмотренные подходы были заложены в отраслевую автоматизированную систему, способную проводить многовариантные расчеты технико-экономических показателей в инвестиционных проектах с учетом факторов риска.

**Ключевые слова:** экономическая оценка, инвестиционный нефтегазовый проект, экономико-математический метод, проектные решения.

*DOI 10.25689/NP.2019.1.51-61*

*УДК 553.982*

**ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА АЛЬБСКИХ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД  
ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА НА ПРИМЕРЕ БАССЕЙНА КОТ-Д'ИВУАР**

**Атсе Я.Д.Б. (Атсе Яо Доминик Бернабэ), Чудинова Д.Ю., Султанов Ш.Х.,**

**Котенев Ю.А.**

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

**E-mail: [atsedominique@hotmail.com](mailto:atsedominique@hotmail.com)**

**Аннотация.** С помощью метода пиролиза, анализа индексов тепловых изменений и отражательной способности витринита множественные образцы горных пород бассейна получили достаточные данные для оценки потенциала нефтегазоматеринских пород бассейна Кот-Д'ивуар. Результаты исследования показывают, что породы имеют от низкого до очень высокого содержания органического вещества, что свидетельствует о существовании хороших условий для производства и сохранения органического материала в бассейне. Органическое вещество имеет континентальное и морское происхождение, которое соответствует керогену III и II типу. Термальные показатели указывают на то, что породы находятся на начальной и полной стадии зрелости. Эти породы способны генерировать жидкие и газообразные углеводороды.

**Ключевые слова:** органическое вещество, нефтегазоматеринские породы, водородный индекс, кероген, общие органические углероды, отражательная способность витринита, углеводородный потенциал, индекс тепловых изменений.

DOI 10.25689/NP.2019.1.62-70

УДК 622.038

## АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ОТЛОЖЕНИЙ АЧИМОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

<sup>1</sup>Печёрин Т.Н., <sup>2</sup>Коровин К.В.

<sup>1</sup>ГП ХМАО–Югры «Научно–аналитический центр рационального недропользования»

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

**E-mail: korovinkv@tyuiu.ru**

**Аннотация.** Статья посвящена состоянию разработки ачимовского нефтегазоносного комплекса на территории ХМАО, сложностям с вовлечением ачимовских отложений в разработку и причинам низкого уровня нефтеотдачи пластов. Регулярной разработкой охвачено 58 ачимовских объектов, содержащих более 50% суммарных запасов нефтегазоносного комплекса. Коэффициенты извлечения нефти по ачимовским пластам принимаются при проектировании на низком уровне, что связано с малыми величинами проницаемости и нефтенасыщенности, гидрофильностью, как следствие — подвижностью воды в продуктивных пропластках. Целью работы является анализ ключевых факторов, влияющих на показатели нефтеотдачи ачимовских объектов и сравнительная оценка уровня нефтеотдачи, ожидаемого при проектировании и достижимого при реализуемых технологических решениях

Анализ результатов разработки ачимовских объектов показал, что проектный уровень нефтеотдачи при сохранении текущего состояния может оказаться недостижимым по большинству объектов. Ключевой причиной выступает неполная реализация проектного фонда, поскольку большинство ачимовских объектов не разбурены полностью. Среди других причин выделены: низкая проницаемость, прерывистое геологическое строение, преждевременное обводнение добываемой продукции. Последнему, как установлено по результатам выполненного анализа, подвержены, главным образом, низкопроницаемые пласты. В качестве еще одного результата исследования следует отметить установление характера взаимосвязи между охватом пласта процессами разработки, песчаностью и эксплуатационной сеткой.

Достижимый КИН в среднем по разрабатываемым объектам оценивается в 0,131 доли ед. при сохранении текущего состояния и в 0,233 доли ед. при полной реализации проектного фонда. Низкий уровень нефтеотдачи свидетельствуют о том, что традиционный способ разработки, основанный на вытеснении нефти водой, в целом представляется малоэффективным.

**Ключевые слова:** ачимовская толща, КИН, песчаность, нефтенасыщенность, проницаемость.

DOI 10.25689/NP.2019.1.71-89

УДК 622

## ИССЛЕДОВАНИЕ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

Гильфанов Э.Ф.

ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг», ООО «КогалымНИПИнефть», филиал в г. Тюмени

E-mail: geogil60@mail.ru

**Аннотация.** Приведён анализ гидродинамических исследований горизонтальной скважины на протяжении долгого периода времени разработки, влияние закачки на добычу горизонтальной скважины и проблемы интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Геологическая среда представляет на каждом иерархическом уровне совокупность перемежающихся участков с разными физико-механическими свойствами. В каждом геологическом блоке действует своя динамически подвижная система напряжений. При интенсивной разработке изменение давления приводит к различию напряжений на соседних участках. При исследованиях падения давления (КПД) в добывающих скважинах значение эффективных толщин выше, чем при исследованиях восстановления давления (КВД)

Исследованиями Юсупова и Медведского [1] выявлено, что при длительной добыче возможно образование трещин. На графике гидродинамических исследований добывающей горизонтальной скважины выявлен длительный линейный приток вероятно связанный с трещиной. Исследования нагнетательной скважины обнаруживают на диагностическом графике параметры свойственные трещинам, при этом ГРП на скважине не проводилось.

Охлаждение пласта в результате закачки в нагнетательные скважины холодной воды, существенно отличающейся по температуре от пластовой, приводит к снижению упругих напряжений и гидравлическому разрыву в нагнетательных скважинах при забойных давлениях, используемых при заводнении.

В настоящее время известно, что в нагнетательных скважинах при большом контрасте температур пласта и закачиваемой воды происходит гидравлический разрыв, что видно по исследованиям кривой падения давления в нагнетательной скважине - при длительной закачке образовалась трещина автоГРП. Напряжения смыкания увеличивается с истощением продуктивного пласта, что приводит более низкой проводимости трещины. При длительном времени наблюдений выявляется изменчивость размеров трещины.

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления (КВД), кривая падения давления (КПД), нагнетательные скважины, гидравлический разрыв пласта (ГРП), авто - ГРП, охлаждение пласта.

DOI 10.25689/NP.2019.1.90-101

УДК 622.276.6

**ФОРМИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО ПОРТФЕЛЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ  
МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ НА ОСНОВЕ  
ОПТИМИЗАЦИОННЫХ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ**

**Денисов О.В.**

ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

E-mail: [denisovov@tatneft.ru](mailto:denisovov@tatneft.ru)

**Аннотация.** В статье представлены результаты исследований применимости статистических, нейросетевых, оптимизационных алгоритмов в решении задач обоснованного подбора геолого-технических мероприятий и формирования портфеля мероприятий нефтяной компании в условиях ограничений на объемы добычи и по направлениям инвестирования. Рассмотрена возможность использования самоорганизующихся карт Кохонена для кластеризации мероприятий по условиям применения и технологиям. На основе накопленной статистики о результативности проведенных мероприятий, их характеристик предложено построение вероятностной модели оценки эффективности планируемого мероприятия на основе байесовских сетей, которая в наглядном виде может быть представлена в виде ациклического направленного графа, отражающего последовательную взаимосвязь входящих в модель параметров. Построенная модель для любого сочетания параметров позволяет получить номограмму вероятностного распределения заданного события, например, вероятности достижения заданной точечной или интервальной оценки удельного показателя эффективности мероприятия. После оценки эффективности планируемого мероприятия может быть поставлена задача формирования оптимального портфеля геолого-технических мероприятий в условиях ограничений на объемы добываемой продукции и капитальные вложения. На основе использования реализованного пакета оптимизационных алгоритмов (метод ветвей и границ, генетические алгоритмы, метод перекрестной энтропии) исследована и решена задача формирования портфеля геолого-технических мероприятий крупной нефтяной компании в условиях ограничений на объемы добываемой продукции и капитальные затраты по направлениям инвестирования. Реализован программный инструмент формирования эффективного инвестиционного портфеля по блоку разработка и добыча ПАО «Татнефть», позволивший существенно увеличить плановый чистый дисконтированный доход и количество принимаемых в портфель мероприятий при заданных ограничениях на объемы добычи и капитальные затраты.

**Ключевые слова:** планирование ГТМ, самоорганизующиеся карты Кохонена, байесовские сети, оптимизационные алгоритмы, формирование портфель мероприятий

DOI 10.25689/NP.2019.1.102-115

УДК 622.276.5:553.984

## ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Закиров Р.Х.

ТатАСУ

E-mail: zakirov\_rkh@mail.ru

**Аннотация.** В работе рассмотрены особенности выбора моделей при разработке месторождений нефти в зависимости от поставленных перед разработчиком целью и задачами. Показаны роль и место различных видов и способов моделирования, взаимосвязь и назначение моделей при исследовании строения залежей нефти и процессов при их разработке в зависимости от степени изученности.

Выявлено, что усложнение модели приводит к увеличению неопределенности при адаптации модели ввиду избыточности идентифицируемых параметров. Показано, что требования к приближению адаптируемых показателей с большей точностью, чем погрешность закладываемых в модель параметров, являются нецелесообразными.

Повышение сложности и увеличение размерности модели целесообразно при обеспеченности данными необходимой полноты и достоверности, при адекватности модели реальному объекту и процессам, а также экономической эффективности применения результатов моделирования на практике.

**Ключевые слова:** геолого-гидродинамическое моделирование, физические и математические модели, адаптация модели, эмпирические и полуэмпирические модели, адекватность модели.

DOI 10.25689/NP.2019.1.116-125

УДК 622.276.1/4.001.57

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО  
МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО  
ОРИЕНТИРОВАНИЯ ТРЕЩИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА  
ОСНОВЕ ТРАССЕРНЫХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ**

<sup>1</sup>Егорова Ю.Л., <sup>2</sup>Низаев Р.Х., <sup>1</sup>Иванов А.Ф., <sup>3</sup>Фаттахов И.Г.

<sup>1</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт

<sup>2</sup>Институт "ТатНИПИнефть"

<sup>3</sup>ПАО Татнефть

**E-mail: ulaegor@rambler.ru**

**Аннотация.** В статье предлагается использовать результаты индикаторных методов исследования для уточнения геологического строения залежей. Сравнивая динамические скорости фильтрации флюидов с реальными результатами индикаторных исследований, можно определить преимущественные направления и ориентацию трещин в карбонатных коллекторах.

С целью изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах по результатам трассерных исследований была использована геолого-гидродинамическая модель турнейских отложений 101 залежи Ново-Елховского месторождения. При этом в качестве реализации этого подхода применяется геолого-технологическое моделирование с итерационным методом создания моделей. Модель фильтрации была выбрана исходя из физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов карбонатных отложений, учитывающие двойную пористость и двойную проницаемость исследуемого объекта. В фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели.

Адаптация параметров фильтрационной модели по истории разработки проводилась в двух вариантах. В первом варианте параметры фильтрационной модели адаптировались без учета результатов индикаторных исследований. Значения проницаемостей в направлениях трещин X, Y и Z принимались равными. Во втором варианте параметры фильтрационной модели адаптировались с учетом результатов индикаторных исследований. В результате адаптации значения проницаемостей в направлениях трещин X и Z получены больше, чем в направлении Y.

Применение направленного ориентирования при моделировании позволило установить основное направление трещин, по которым происходит фильтрация жидкости. Применение результатов индикаторных исследований при построении и адаптации параметров фильтрационной модели пласта повышает степень соответствия геолого-технологической модели и реального объекта разработки.

**Ключевые слова:** индикатор, фильтрация, пространственное ориентирование трещин, карбонатный коллектор, адаптация фильтрационной модели пласта.



DOI 10.25689/NP.2019.1.126-140

УДК 622.276.1/.4(470.56):552.54

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ  
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КУРМАНАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И  
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**Низаев Р.Х., Габдрахманова Р.И., Александров С.А., Лифантьева М.А.,**

**Ямгутдинов М.Р.**

Институт «ТатНИПИнефть»

**E-mail: nizaev@tatnipi.ru**

**Аннотация.** Созданы геологические и гидродинамические модели для карбонатных коллекторов - башкирского и верейского объектов - Курманаевского нефтяного месторождения. Геологическая модель построена с использованием пакетов программ IRAP RMS фирмы ROXAR. Для всех объектов сетка геологической модели построена с фиксированной толщиной ячеек - 0,4 м.

Гидродинамическая модель создана на базе пакетов программ Tempest 7.2. компании ROXAR.

При построении геологической модели карбонатных отложений использовались функции Леверетта от водонасыщенности. Ремасштабирование не проводилась. Произведена адаптация параметров моделей по фактическим данным истории разработки месторождения - использованы имеющиеся промысловые данные. Учет влияния напора краевых, подошвенных вод (водоносных горизонтов) осуществлялся с использованием аналитических зависимостей Картера-Трэйси.

На основании использования результатов адаптации параметров модели по истории разработки осуществлены расчеты по определению прогнозных технологических показателей разработки объектов с учетом комплекса мероприятий для интенсификации отбора и повышения нефтеотдачи. В работе представлены карты подвижных запасов нефти залежей Курманаевского месторождения на разных этапах разработки. В рекомендуемом варианте значение КИН достигает – 0,244.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, башкирский ярус, верейский горизонт, геологическая фильтрационная модель, средний карбон, интерпретация ГИС, кросс-плот, относительная фазовая проницаемость, история разработки, подвижные запасы нефти, напор краевых и подошвенных вод, выработка запасов.

DOI 10.25689/NP.2019.1.141-155

УДК 622.276.031.011.43

## ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ОТ ГЛУБИНЫ

<sup>1</sup>Нифантов В.И., <sup>1</sup>Мельникова Е.В., <sup>1</sup>Пищухин В.М., <sup>1</sup>Кузнецов С.А.,  
<sup>2</sup>Макарьев О.В.

<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

<sup>2</sup>ПАО «Газпром»

**E-mail: v\_pischukhin@vniigaz.gazprom.ru**

**Аннотация.** Процесс бурения и крепления скважин осложняется из-за нарушения устойчивости горных пород, различных по составу и своим свойствам.

Устойчивость горных пород зависит от различных факторов. В глинистых породах и солях существенную роль играют процессы увлажнения, набухания и диспергирования, вызывающие ослабление структурных связей между частицами породы.

Для предупреждения осложнений при проводке скважины необходимо проводить исследования причин изменения свойств горных пород в различных геологических условиях, а также определять характер нарушения устойчивости ствола скважины, пробуренного в терригенных породах, содержащих глинистые включения, а также в солевых и межсолевых отложениях.

Рассмотрены результаты исследований изменения прочностных свойств глинистых горных пород при формировании ствола скважины в процессе бурения.

Систематизированы экспериментальные данные по определению механических свойств различных литотипов терригенных глинистых пород, залегающих на разных глубинах.

Важный вывод, который следует из проведенных исследований заключается в том, что с глубин более 1500 м прочность глинистых пород на сжатие ( $\sigma_{сж}$ ) становится меньше скелетных напряжений в диапазоне изменения аномальности пластового давления (аномально низкого – АНПД и аномально высокого – АВПД) от  $0,25 \leq Ka < 1,0$  (АНПД), а с глубин 3000 м и более – в диапазоне  $1,0 < Ka \leq 1,5$  (АВПД).

Установлены области изменения напряженного состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), где происходит нарушение устойчивости ствола скважины (осыпи, обвалы, кавернообразование, сужения ствола).

На основе проведенных расчетов и построений установлено, что АВПД с коэффициентом аномальности  $Ka \geq 2,0$  имеет место с глубин более 3000 м. Большинство полученных данных сосредоточено в диапазоне скелетных напряжений, возникающих в ПЗП при  $1,22 \leq Ka \leq 2,0$ . По некоторым скважинам, в которых происходило нарушение ствола, скелетные напряжения находились в области  $Ka > 2,0$ .

На основании статистических данных изменения свойств глинистых пород с глубиной разработана методика предупреждения осложнений при проводке скважин в сложных горно-геологических условиях.

**Ключевые слова:** призабойная зона пласта, бурение скважин, ремонт скважин, осложнения при проводке скважины, устойчивость стенок скважины, глинистые породы, прочность горных пород, скелетные напряжения, горное давление, пластовое давление, поровое давление, забойное давление, плотность горных пород, плотность бурового раствора.

DOI 10.25689/NP.2019.1.156-188

УДК 622.276.346.2

**К ВОПРОСУ О ПУТЯХ РЕАЛИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНЫХ СПОСОБОВ  
ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА ПРИ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ  
РАЗРАБОТКИ**

**Давыдова О.В., Габдрахманов Н.Х.**

Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском

**E-mail: oksana123123@mail.ru**

**Аннотация:** В работе дается подробное описание процесса разработки современных способов повышения точности измерения как текущего, так и полного газового фактора нефти при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Показано, что поздняя стадия разработки осложнена сильным влиянием техногенных факторов, таких как пластовая температура, большая обводненность добываемой продукции, пониженное пластовое давление, низкое газосодержание, что оказывает значительное влияние на точность измерения газового фактора ( $\Gamma_{\phi}$ ) современными групповыми замерными установками (АГЗУ).

Приведенные в работе результаты анализа эффективности отечественных серийных АГЗУ показал, что по своим точностным характеристикам они не удовлетворяют современные требования по точности измерения  $\Gamma_{\phi}$  как с точки зрения соблюдения нормативов по охране окружающей среды, так и с точки зрения управления величиной  $\Gamma_{\phi}$  с целью повышения эффективности современных технологий ПНП на основе водогазового воздействия (ВГВ).

Совершенствование современных серийных измерительных установок на основании выполненных экспериментальных исследований позволил автору не только успешно решить стоящую перед ним техническую проблему, но также дать техническое обоснование возможности создания измерительной установки для экспресс-оценки  $\Gamma_{\phi}$  прямо в многопластовой эксплуатационной скважине без подъема проб нефти на поверхность.

**Ключевые слова:** попутный газ – ПНГ, газовый фактор, автоматизированная групповая замерная установка – АГЗУ, дебит газа, дебит нефти, обводненность.

*DOI 10.25689/NP.2019.1.189-196*

*УДК 622.245*

**ВЫБОР КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ  
ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН РАСТВОРАМИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ  
ОСНОВЕ**

**Агзамов Ф.А., Логинова М.Е., Нургалиев А.Р.**

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

**E-mail: faritag@yandex.ru**

**Аннотация.** В статье рассматривается контакт цементного камня с обсадной колонной, при бурении которых используются растворы на углеводородной основе, а также влияние некоторых буферных жидкостей на качество крепления скважин и выбор их компонентов. Для изучения этого вопроса были произведены экспериментальные исследования, схемы которых описаны в данной работе. Целью исследований являлась оценка влияния углеводородного раствора на качество сцепления и оценка моющей способности представленных буферных жидкостей. Результаты исследования показали, как изменяется качество сцепления, и позволили выявить наиболее эффективную буферную жидкость.

**Ключевые слова:** *буферная жидкость; отмывающая способность; растворы на углеводородной основе (РУО); сцепление, поверхностно-активные вещества (ПАВ); углеводородная пленка.*

DOI 10.25689/NP.2019.1.197-214

УДК 622.245; 519.6

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ НАРУШЕНИЯ  
ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИН ПРИ  
ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ И ГРП**

<sup>1</sup>Агзамов Ф.А., <sup>2</sup>Белоусов А.О.

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень

**E-mail: BelousovAO@tmn.lukoil.com**

**Аннотация.** Представленные в работе результаты экспериментальных промысловых и аналитических исследований, позволяют определить возможные пути решения проблемы нарушения герметичности затрубного пространства при подготовке скважины к сдаче и последующей эксплуатации. Представлены требования к прочностным и упруго-деформационным характеристикам цементного камня, которые необходимо учитывать при разработке тампонажных составов располагаемых в скважинах, в которых, впоследствии планируется проведение перфорации, ГРП.

**Ключевые слова:** Цементный камень, прочность, деформационные характеристики, напряжения

DOI 10.25689/NP.2019.1.215-226

УДК 622.276.5.001.42

**К ВОПРОСУ О ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ УСТРОЙСТВА ДЛЯ  
ОПЕРАТИВНОГО ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ НЕФТИ И  
ЭКСПРЕССОЦЕНКИ ИХ ГАЗОВОГО ФАКТОРА**

<sup>1</sup>Гуторов Ю.А., <sup>2</sup>Давыдова О.В.

<sup>1</sup>РКНТЦ «Нефтяная долина»

<sup>2</sup>Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском

**E-mail: gutorov70@mail.ru**

**Аннотация.** В статье рассматривается технология измерения газового фактора добываемой нефти применительно к различным геолого-физическим условиям. Показано, что в случае необходимости оценки величины газового фактора в скважинах эксплуатирующих многопластовые объекты существующие технологии основанные на отборе глубинных проб скважинными многокамерными пробоотборниками с последующим их анализом в лабораторных условиях обладает низкой производительностью и длительным простоем скважины под исследования. Учитывая современные технологические достижения в области геофизического аппаратустроения предлагается оснастить скважинные пробоотборники терморегулируемыми нагревателями и ультразвуковыми измерителями плотности отобранных проб пластовой жидкости, что позволит выполнить экспрессоценку ГФ непосредственно в скважине без подъема отобранной пробы на поверхность и существенно поднять технико-экономическую эффективность этой операции.

**Ключевые слова:** *газовый фактор, проба пластового флюида, пробоотборник, экспрессоценка пробы, термонагревательные элементы, ультразвуковой измеритель плотности пробы.*

DOI 10.25689/NP.2019.1.227-237

УДК 622.692.4; 665.7.038

**ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИСАДКИ ДЛЯ  
УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ**

**Дусметова Г.И., Бурова Г.О., Харитонов Е.В., Байбекова Л.Р., Шарифуллин А.В.,  
Лыжина Н.В.**

Казанский национальный исследовательский технологический университет

**E-mail: [guzal.dusmetova@mail.ru](mailto:guzal.dusmetova@mail.ru)**

**Аннотация.** Доказаны целесообразность и эффективность применения композиционных составов для процессов трубопроводного транспорта на отечественной материальной базе и сырье. Присадка была приготовлена путем компаундирования: НМПЭ, ПАВа, наночастиц. Применение такой присадки является предпочтительней по сравнению с существующими противотурбулентными присадками при решении важных экономических, технологических и экологических аспектов добычи и транспортировки нефти.

**Ключевые слова:** *низкомолекулярный полиэтилен; противотурбулентные присадки; высоковязкие нефти; технология получения присадки; транспортировка нефтяных эмульсий; наночастицы оксида алюминия.*

DOI 10.25689/NP.2019.1.238-250

УДК 504.4.054:622.32(045)

## РАЗРАБОТКА МЕТОДА РЕКУЛЬТИВАЦИИ ПРУДОВ-ШЛАМОНАКОПИТЕЛЕЙ

**Борисова Е.А., Красноперова С.А.**

Удмуртский Государственный Университет

**E-mail: e\_borisova75@mail.ru, krasnoperova\_sve@mail.ru**

**Аннотация.** Переработка отходов нефтеперерабатывающих предприятий и нефтехимических производств является на данный момент одной из актуальных экологических проблем в России. Одним из наиболее опасных загрязнителей практически всех компонентов природной среды являются нефтесодержащие отходы - нефтяные шламы. В настоящее время разрабатываются принципиально новые технические решения по рекультивации прудов-шламонакопителей и процессы получения химических продуктов в результате утилизации накопленных в них отходов. По результатам исследований разработан метод рекультивации прудов-шламонакопителей, представляющий собой двухстадийный процесс. На первой стадии производится биологическое разложение нефтяных отходов с использованием микроорганизмов, что позволяет решить задачу последующей их утилизации. На второй стадии методом фиторемедиации восстанавливается плодородие нарушенных земель. Метод заключается в посадке травянистой растительности и саженцев деревьев на всей площади рекультивируемых участков земли. Реализация данного метода рекультивации прудов-шламонакопителей позволит снизить затраты на оплату услуг сторонним компаниям по утилизации нефтешламов.

**Ключевые слова:** нефтешлам, пруд-шламонакопитель, биоремедиация, фиторемедиация, рекультивация нефтезагрязненных земель, биологическая рекультивация.



DOI 10.25689/NP.2019.1.251-265

УДК 339.9:[622.276 +336.71]

**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ САНКЦИИ: ИЗДЕРЖКИ И ВЫГОДЫ ДЛЯ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ И БАНКОВСКОЙ ОТРАСЛЕЙ В СОВРЕМЕННЫХ  
УСЛОВИЯХ**

<sup>1</sup>Лобусев А.В., <sup>1</sup>Якимов А.С., <sup>2</sup>Хафизова Г.Р., <sup>2</sup>Фатхутдинова Р.А., <sup>2</sup>Никитин Т.О.

<sup>1</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт управления,  
экономики и финансов

**E-mail: lobusev@gmail.com**

**Аннотация:** Нестабильные экономические процессы, которые сопровождают отношения между участниками финансового и сырьевого рынков не только России, но и международного формата, характеризующиеся санкциями против компаний нефтегазового бизнеса и системно-значимых банков страны, привели к необходимости данных институтов нивелировать возникающими внешними вызовами в виде незапланированных рисков ведения деятельности и переориентации партнерских и финансово-экономических отношений от одних участников мировых рынков на других. Происходило определение способов снижения рисков среди банков и нефтегазовых компаний путем выявления внутренних, национальных источников, позволяющих постепенно снижать финансовые разрывы в ходе постепенного развития санкционных процессов.

Для нефтегазовых компаний и коммерческих банков риски, вызванные санкциями, оказались существенными не только с точки зрения не заложенности их в тактиках и стратегиях ведения деятельности, но и с точки зрения привлечения иностранного капитала для продолжения эффективного ведения собственных проектов, обслуживания клиентов и прочее. Возможность генерировать планируемые объемы прибыли и иные финансовые/нефинансовые выгоды в условиях развивающихся рисков оказалось затруднительным. На сегодняшний день наблюдается благоприятная тенденция постепенной стабилизации деятельности данных категорий институтов и, соответственно, снижения финансовых рисков в виде снижения финансового результата своей деятельности.

**Ключевые слова:** *риск, банковские риски, финансовые риски, нефтегазовые риски, нефтегазовый бизнес, банковская система, санкции, прибыль*