

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

**3-я ВСЕРОССИЙСКАЯ
МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**
«Актуальные проблемы нефти и газа»

ТЕЗИСЫ



6–7 ноября 2019г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КОМПЛЕКСЕ ПРОГРАММ MUFITS

Афанасьев А.А.

НИИ механики МГУ имени М.В. Ломоносова

Российская Федерация, 119192, г. Москва, Мичуринский проспект, 1

afanasyev@imec.msu.ru

Комплекс программ гидродинамического моделирования MUFITS – некоммерческий академический параллельный симулятор для расчёта фильтрационных течений в различных приложениях [1]. Функциональность симулятора включает различные модули уравнений состояния пластового флюида, в том числе расширенную модель Черной нефти с учётом растворённого и жирного газа, вертикальные и горизонтальные скважины, модель мультипористости, загрузку сеток в формате угловой точки, геологические разломы, выклинивания и т.д. Формат входных данных к симулятору совместим с импортными аналогами. В докладе будет дан обзор последовательности шагов, необходимых для подготовки, проведения и анализа результатов расчёта в симуляторе. Будут приведены результаты тестирования симулятора в рамках расчёта тестов SPE.

Отдельное внимание будет уделено результатам недавнего развития симулятора для решения обратных задач фильтрации и адаптации геологогидродинамических моделей пластовых систем. Данные результаты оформлены в виде отдельной управляющей программы, которая многократно запускает симулятор для расчёта пластовой гидродинамики. Управляющая программа позволяет параллельно запускать несколько реализаций гидродинамической модели (при различных параметрах), что существенно ускоряет численную адаптацию модели. При адаптации варьироваться могут любые параметры гидродинамической модели, в том числе поля пористости и проницаемости, параметры прискважинной зоны, концевые точки ОФП, параметры режимов работы скважин и т.д. Технически это реализовано в виде задания шаблона входного файла, описывающего гидродинамическую модель, содержащего «декларации» вместо ряда варьируемых числовых параметров модели. В процессе адаптации управляющая программа автоматически изменяет числовые значения этих «деклараций», создавая для каждого набора числовых значений свой входной файл и запуская с ним гидродинамический симулятор. В докладе будут приведены блок-схемы рабочих процессов, связанных с адаптацией, и будут приведены примеры применения.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФ (грант № 19-71-10051).

Список литературы:

1. MUFITS Reservoir Simulation Software: www.mufits.imec.msu.ru

НЕРАВНОВЕСНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЗАДАЧАХ ОБРАТНОГО РАСТВОРЕНИЯ ГАЗА

Данько М.Ю.

ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, Герцена 64

danko@togi.ru

На сегодняшний день для расчёта течения флюидов в пластах при процессах разработки нефтегазовых залежей, сопровождающихся межфазным переходом, применяются модели многофазной многокомпонентной фильтрации. В большинстве случаев принимается предположение равновесного фазового поведения углеводородной (УВ) системы, при котором характерное время релаксации термодинамических параметров существенно меньше характерного времени переходных гидродинамических процессов. Однако в последние годы в Российской Федерации и в мире возрастает число нефтяных месторождений, которые длительное время разрабатывались на режиме истощения, что привело к формированию значительного объёма свободной газовой фазы. Результатом этого стало внушительное падение коэффициента извлечения нефти (КИН) и перевод залежей в категорию проблемных. Выходом является остановка месторождения на «релаксацию» для поднятия давления выше давления насыщения и обратного растворения выделившегося из нефти газа. Однако на практике этот процесс сталкивается с рядом трудностей, в том числе с проявлением неравновесности, и с главным вопросом – «на какое время останавливать месторождение».

В настоящее время учёт неравновесных фазовых превращений углеводородных флюидов осуществляется только в специализированных математических моделях фильтрации, разработанных для некоторых частных случаев.

Таким образом, актуальной является задача учёта неравновесного фазового поведения при моделировании фильтрации углеводородных флюидов. Вместе с тем, для возможности широкого практического применения необходимо создание методов и алгоритмов, позволяющих учитывать неравновесные процессы в рамках расширения моделей, применяемых в стандартных пакетах гидродинамического моделирования.

Проведен анализ фактических экспериментов, показывающих влияние неравновесности на ГДИ. Оценено время релаксации системы с разгазированием призабойной зоны пласта, предложены рекомендации по проведению исследований ГДИ для оценки влияния неравновесности на разработку.

РЕЗУЛЬТАТЫ АДАПТАЦИИ ЧИСЛЕННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ШАХТНОГО БЛОКА 2Т-4 ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

Дуркин С.М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,
Российская Федерация, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13

durkin@bk.ru

Ярегское нефтяное месторождение является уникальным не только по реологическим характеристикам (вязкость нефти свыше 12000 мПа·с), но и по способу разработки. Шахтный блок 2Т-4 находится на Нефтешахте №3 Ярегского месторождения и разрабатывается по одногоризонтной системе.

Гидродинамическое моделирование проводилось с помощью гидродинамического симулятора STARS компании CMG. В модели блока 2Т-4 размещены паронагнетательные и добывающие скважины с учетом их фактических траекторий.

Для обеспечения высокого качества адаптации модели к истории разработки были произведены некоторые корректировки используемой геолого-фильтрационной модели, которые позволили учесть выходы пара в вышележащие горные выработки, а именно были использованы граничные условия по типу «проницаемая граница», что позволило добиться фактической приемистости подземных скважин. Также для увеличения приемистости паронагнетательных скважин было произведено увеличение проницаемости коллектора до 70 Д, что обусловлено наличием на территории блока плотной сетки старых скважин, пробуренных по ухтинской и уклонно-скважинной системам.

После загрузки скважинных данных в геолого-фильтрационную модель блока 2Т-4 был произведен ее запуск в гидродинамическом симуляторе CMG STARS. Расхождение значений накопленной добычи нефти на окончание моделирования составило 0,14 %, накопленной добычи жидкости – 1,66 %, накопленной закачки пара – 5,53 %. Таким образом, получено достаточное качество адаптации для проведения прогноза технологических показателей разработки.

Далее был произведен расчет гидродинамической модели на прогноз до конца текущего года. Для оценки качества прогноза произведен расчет отклонений прогнозируемых показателей разработки от фактических данных за два месяца, следующих за окончанием периода адаптации. Отклонения по среднемесячной закачке пара не превышают 1 %. Значительные расхождения получены при расчете среднемесячной добычи нефти, при этом прогнозные значения меньше фактических на 28 – 35 %.

Таким образом, качество прогноза не является достаточно приемлемым и требует проведения дальнейшей адаптации модели. Рекомендуется проведение дополнительных численных исследований, с целью актуализации созданной гидродинамической модели блока 2Т-4 с возможностью качественного прогнозирования.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ ТЕОРИИ ПОРОУПРУГОСТИ

Кирычѐк В.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65

w.a.kiryachok@mail.ru

Существует множество практических задач при разработке месторождений углеводородов, решить которые позволяет геомеханика. К ним можно отнести расчет устойчивости ствола скважины, прогноз геометрии трещины ГРП, траектории автоГРП и т.д. Все они основываются на анализе напряженно-деформированного состояния горных пород и его изменения во времени.

Для постановки задачи используется модель насыщенной пороупругой среды Био. Целью работы является определение полей напряжений и деформаций в трехмерном пространстве, а затем передача их в качестве начальных условий в другие задачи. К таким можно отнести, например, определение зоны превышения прочности породы с помощью диаграмм Мора, следовательно, выявление зоны разрушения вокруг скважины (вывалы). В качестве граничного условия выступают узловые смещения и силы. Также задаются модуль Юнга, коэффициент Пуассона, коэффициент внутреннего трения породы и поровое давление.

Так как получить аналитическое решение такой задачи без сильных допущений невозможно, то будет разумным использование метода конечных элементов (МКЭ). Для формирования итерационной вычислительной процедуры применяется метод Галеркина, с помощью которого происходит аппроксимация дифференциальных уравнений в частных производных и их сведение к системе линейных алгебраических уравнений.

МКЭ реализован в среде Fortran с использованием средств параллельного программирования. В алгоритме строится матрица жесткости системы, а затем решается СЛАУ методом сопряженных градиентов (CG) при помощи предобуславливателя ILU(0). Визуализация выполнена на MATLAB. Так как задача решается в трехмерной области, в качестве элементов выступают тетраэдры. Расчетная область разбивается на данные фигуры при помощи триангуляции Делоне.

Таким образом, была проанализирована современная литература о постановке и решении задачи пороупругости. Разработана соответствующая компьютерная программа, протестированная на известных аналитических решениях, а также была рассмотрена задача об устойчивости ствола скважины с неоднородными свойствами горной породы и проанализировано влияние неоднородности на результат.

НОВЫЙ МЕТОД СНИЖЕНИЯ ОБРАТНОГО ВЫНОСА ПРОППАНТА ИЗ ТРЕЩИНЫ В СКВАЖИНУ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Верисокин А.Е., Жулина Л.Г.

Северо-Кавказский федеральный университет,
Российская Федерация, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1

zhulina-19980530@mail.ru

Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) применяется при добыче нефти и газа из песчаных и сланцевых пород уже на протяжении 60 лет и с каждым годом улучшается, становясь более совершенным методом интенсификации притока флюида в добывающую скважину. Гидроразрыв – один из самых эффективных способов, применяемых для увеличения темпов выработки и конечной нефтеотдачи пласта [1]. Около половины скважин подвергаются стимуляции при помощи ГРП.

Метод гидроразрыва пласта заключается в создании высокого давления на пласт с целью увеличения имеющихся (или образования новых) трещин. Система трещин представляет собой свободный путь нефти к скважине. Для закрепления образовавшихся трещин в раскрытом состоянии в пласт нагнетают закрепляющий агент (проппант) [2-3]. В связи с этим в процессе освоения часто возникает проблема выхода проппанта из трещины в ствол скважины, что является одним из самых негативных последствий ГРП. Вынос проппанта влечет за собой уменьшение размеров трещины и возможное её схлопывание, загрязнение забоя скважины, что требует периодических промывок и приводит к удорожанию ремонтных операций [4].

В ходе лабораторных исследований доказано, что при неправильном подборе наполнителя трещины снижается проницаемость и проводимость трещины гидроразрыва [5].

В связи с наличием актуальной проблемы для крепления трещины гидроразрыва пласта был разработан новый проппант, который выполнен из нитиноловых пружин. Материал является интерметаллидом, образованным в результате взаимодействия никеля и титана при сплавлении. Особенность предлагаемого закрепляющего материала обусловлена эффектом памяти: при термообработке задают форму элементов, которую можно изменять в остывшем состоянии. Также особенности дополняют сверхупругость, высокая коррозионная и эрозионная стойкость.

Перед закачкой пружин в трещину ГРП их спрессовывают, далее закачивают в трещину. Происходит ее полное перекрытие, вследствие изменения формы и размера пружин под действием высоких температур пласта.

Для достижения указанного технического результата предложено вводить закрепляющие материалы последовательно: керамический проппант или песок, нитиноловые пружины.

Применение данного способа на практике позволит сформировать высокопроницаемый экран в прискважинной зоне, снижающий обратный вынос проппанта, и увеличивающий проводимость трещины гидроразрыва пласта.

Список литературы:

1. Верисокин А.Е. Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири./ Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М. // Наука. Инновации. Технологии –2015 г. Выпуск № 3 - с. 79 – 91.

2. Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М., Граб А.Н., Сериков Д.Ю. Механизм деформационных процессов, возникающих при поведении гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018, №10, с. 50-53.

3. Верисокин А.Е., Граб А.Н., Граб Д.Н., Сериков Д.Ю. Анализ факторов, влияющих на работоспособность пакеров при проведении гидроразрыва пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017, №7, с. 22-27.

4. Верисокин А.Е. Восстановление добывных возможностей горизонтальных участков скважины путем удаления пропантовых пробок. – Верисокин А.Е., Машков В.А., Зиновьева Л.М./Наука. Инновации. Технологии, Выпуск № 4, 2015 г., Ставрополь, с. 81 – 90.

5. Верисокин А.Е. Методика испытаний пропантов для гидравлического разрыва пласта / Верисокин А.Е. Наука и Техника в газовой промышленности, 2018, № 2 (74), с. 62 – 69.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП

Новикова Е.В., Тримонова М.А.

Институт динамики геосфер им. М.А. Садовского РАН
Российская Федерация, 119334, г. Москва, Ленинский проспект 38, к.1
helenvn97@gmail.com

В данной работе представлено исследование кривых зависимостей давления от времени, полученных в ходе проведения лабораторных экспериментов по созданию и распространению трещины гидроразрыва. Основными задачами данного исследования были определение давления закрытия трещины, а также вычисление проницаемости модельных образцов пласта.

В рамках данной работы был рассмотрен и применен метод G-функции [1, 2], который основан на построении и анализе поведения различных зависимостей производных и полулогарифмических производных давления гидроразрыва от функций времени. Применение этого подхода к экспериментальным данным позволило определить давление и время закрытия трещины гидроразрыва.

В ходе исследования применялась методика определения проницаемости модельных образцов пласта [3, 4], которая также основана на анализе кривых зависимости давления от времени, полученных в ходе эксперимента по проведению ГРП. Проверка и развитие такой методики является актуальной задачей, так как не требует специальных операций на скважинах для определения проницаемости пласта.

В данной работе было проведено построение зависимостей давления ГРП от функций времени для нескольких лабораторных экспериментов, были определены время и давление закрытия трещины гидроразрыва, а также проницаемость модельных образцов. Результатами представленной работы стало сравнение найденных значений давлений закрытия трещины с минимальными горизонтальными нагрузками, создаваемыми в образцах в условиях лабораторных экспериментов. Также, найденная проницаемость образцов сравнивалась с проницаемостью, измеренной экспериментально ранее, при выборе материала для экспериментов.

Список литературы:

1. Nordgren K.G. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture, 1972.
2. Nolte K.G. Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline, 1979.
3. Nolte K.G., Maniere J.L., Owens K.A. After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests, 1997.
4. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells, 1951.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОКАЗАНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПРИ ДВУХФАЗНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

Шишкина О.А.^{1,2}, Индрупский И.М.^{1,2}, Макарова А.А.², Алексеева Ю.В.¹, Коваленко К.В.^{1,2}

¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)
Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3

² РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65
shishkinaolga.an@gmail.com

Двухфазные гидродинамические исследования скважин с оценкой коэффициента вытеснения и функций относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды представляют собой важное направление в современном информационном обеспечении разработки залежей. Оно было предложено и развивается сотрудниками ИПНГ РАН, совместно с алгоритмическим и программным обеспечением для интерпретации результатов.

Опыт проведения исследований на реальных объектах показал важность правильной интерпретации данных каротажа, проводимого для контроля изменений водонасыщенности в околоскважинной зоне. Необходимо учитывать, что в окрестности скважины формируются неравномерные и переменные во времени распределения водонасыщенности и минерализации. Поэтому для правильной оценки и интерпретации показаний каротажных приборов возникает потребность в совместном моделировании двухфазных течений в пласте и формируемых при этом неоднородных геофизических полей – сначала в рамках прямой, а затем и обратной задачи. В случае применения электрических методов таким полем является поле электрического потенциала, формируемого в пласте каротажным зондом для определения кажущегося электрического сопротивления.

В данной работе сформулирована и решена прямая задача моделирования электрокаротажа при двухфазных гидродинамических исследованиях скважин. Разработан численный алгоритм и программная реализация на языке C++ решения двумерной прямой задачи электрокаротажа – эллиптического уравнения в частных производных для поля потенциала. Распределение электрического сопротивления рассчитывается по текущим распределениям водонасыщенности и минерализации, определяемым из численного решения прямой задачи гидродинамики (двухфазное течение с переменной минерализацией водной фазы). Программная реализация для электрокаротажа протестирована в сопоставлении с известными теоретическими решениями. Представлены результаты совместного решения прямой задачи двухфазных исследований скважин.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКОЙ ДЛЯ МАКСИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Данько М.Ю., Завьялов А.С

ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, Герцена 64

danko@togi.ru

Идея оценить степень влияния закачки на добычу, построить функциональную связь нефть-закачка и рассчитать оптимальные значения приемистости не нова, первые публикации на эту тему датируются 1972 годом и к настоящему времени разработано несколько «концептов» управления заводнением на различных принципах. Самый молодой концепт – физически-содержательные прокси-модели. Наиболее применяемой в зарубежной практике является модель CRM (Capacitance-Resistive Models – объемно-резистивная модель). Основоположником этого направления является профессор Техасского университета Ларри Лейк (Larry Lake). После выхода в 2008 году большой работы с детальным описанием алгоритма работы и первыми результатами практического внедрения на месторождениях США и Аргентины, метод прочно занял свою нишу в практике оперативного управления разработкой. Тем не менее, метод не лишен недостатков, самыми большими из которых является работа с жидкостью, а не нефтью, и нульмерность по пространству (нет учета расстояния между скважинами).

Наиболее совершенным классом физически-содержательных прокси-моделей являются методы Interwell Numerical Simulation Front Tracking models – модель межскважинного численного моделирования с отслеживанием фронта INSIM, INSIM-FT и INSIM-3D. В отличие от метода CRM метод INSIM позволяет воспроизводить поле насыщенности и строить функциональную связь закачка-дебит нефти, при этом пласт характеризуется как набор одномерных «труб», соединяющих скважины. По своей сути модели INSIM наиболее приближены к гидродинамическому симулятору со всеми его недостатками, однако не требуют построения сеточной области.

В Российской практике наибольшее распространение получили прокси-модели на основе нейронных сетей, основная проблема которых – отсутствие физической составляющей.

В работе рассмотрены особенности методов CRM, INSIM, изучена идея комбинации аналитических методик с нейронными сетями для повышения качества адаптации и прогнозирования в задачах оперативного управления добычей и закачкой.

НОВЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

Петрова Е.В., Метт Д.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Российская Федерация, 119991, г. Москва Ленинский проспект, 65

ekaterinapet2@yandex.ru

Определение источников обводнения скважин является одной из задач мониторинга и управления разработки месторождения. Для идентификации источника обводнения используются геофизические и геохимические исследования скважин, анализ и обработка промысловых данных. Ранее К.С. Ченом был предложен подход к анализу промысловой информации. В данной работе для него установлены границы применимости[1].

Разработан новый подход анализа и обработки промысловых данных, который позволит расширить границы применимости и устранить недостатки диагностических графиков Чена. Исследование было проведено с использованием гидродинамических моделей, описывающих различные случаи обводнения скважин: конусообразование, прорыв воды по высокопроницаемому каналу и совместное проявление двух механизмов обводнения. Предлагается использовать нормированную функцию, которая равна произведению производной водонефтяного фактора, обводненности и коэффициента пропорциональности. Сочетание динамики значения обводненности, линейной и степенной нормированных функций позволяет установить источник обводнения добывающих скважин. Выявлены признаки, по которым идентифицируются причины обводнения. Проверка точности установления источника обводнения с помощью нормированных функций произведена путем сравнения с результатами геохимических исследований скважин одного из месторождений Западной Сибири. Разработанный подход позволяет правильно установить источник обводнения добывающей скважины в 85% случаев.

Список литературы:

1. Метт Д.А, Петрова Е.В. Определение источников обводнения добывающих скважин на основе диагностических графиков Чена. Границы применимости подхода// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019, №7, с. 65-70.
2. Chan K.S. Water control diagnostic plots// Paper SPE 30775. 1995. 9 p.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АНАЛИЗА ИЕРАРХИЙ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ РЕЖИМА РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОЙ ЗАЛЕЖИ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Евстафьева Т.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

Российская Федерация, 142717, Московская область, район Ленинский,

сельское поселение Развилковское, поселок Развилка,

Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1

T_Evstafieva@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Российская Федерация является мировым лидером по протяженности континентального шельфа. Перспективные на нефть и газ участки находятся в крайне тяжелых ледовых и суровых природно-климатических условиях. При проектировании разработки морского промысла учитывается множество различных факторов, таких как экономические, социальные, экологические, технологические и др. Основные показатели разработки варьируют в достаточно больших диапазонах значений, а также имеют тенденцию меняться в процессе добычи углеводородов. При определении приходится принимать решение в условиях большого количества неопределенностей и допущений, субъективное мнение экспертов играет не последнюю роль в данном процессе. В конечном итоге, все сводится к тому, что реализуемых вариантов не так уж и много, а найти необходимо один предпочтительный.

Метод Анализа Иерархии (МАИ) разработан американским ученым Томасом Л.Сати в 1970 году и является математическим инструментом системного подхода к сложным проблемам принятия решений в условиях неопределенности и многовариантности. Он позволяет рациональным образом структурировать сложную проблему принятия решений в виде иерархии, сравнить и выполнить количественную оценку альтернативных вариантов решения. Метод анализа иерархий используется во всем мире для принятия решений в разнообразных ситуациях: от управления на межгосударственном уровне до решения отраслевых и частных проблем в бизнесе, промышленности, здравоохранении и образовании.

Автором статьи представлена идея применения МАИ для обоснования режима разработки месторождения на шельфе. Составлена иерархическая структура определения режима разработки, с указанием перечня основных факторов (но не исчерпывающего), влияющих на мнение экспертов при принятии решения. Была сформулирована матрица парных сравнений критериев относительно цели выбора и вычислен вектор приоритетов.

По результатам мнения экспертов составлены матрицы парных сравнений альтернатив и рассчитано отношение согласованности (ОС). В заключении представлен распределенный синтез глобальных приоритетов альтернатив, на основании которого сделан вывод о лучшем, и как практика показывает, часто встречающемся, режиме разработки месторождения – водонапорном режиме.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ДЛЯ ОЦЕНКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Данько М.Ю., Бриллиант Л.С.

ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, Герцена 64

danko@togi.ru

Рассмотрена проблема применения метода динамического материального баланса в задаче оценки извлекаемых и дренируемых запасов коллекторов Ачимовских и Баженовских свит. Предложена альтернатива графоаналитическому решению уравнения динамического материального баланса на основе метода CRM (capacitance-resistive models). Метод основывается на аналитическом решении комбинации уравнений неразрывности и закона Дарси, предоставляет возможность по оценке дренируемого порового объема даже при наличии закачки и законтурной области. Рассчитывается радиус дренирования скважины, обосновывается оптимальное расстояние и плотность сетки скважин с позиции достижения максимального КИН без снижения экономических показателей разработки. Показаны особенности расчетов по методу динамического материального баланса и CRM для горизонтальных скважин с ГРП на участке реального месторождения. Применение метода особенно перспективно для низкопроницаемых коллекторов со сложным линзовидным строением и высокой прерывистостью, например Ачимовских и Тюменских.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ – ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПЛАНИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ

Сошников С.С.

АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых»
Российская Федерация, 109472, г. Москва, ул. Вавилова, 25 к. 1
sergeologists@bk.ru

Цель: исключение и минимизация геологических рисков и неопределенностей бурения горизонтальных скважин с использованием комплексирования сейсмических и скважинных данных на этапе планирования и активной геонавигации.

Задачи: Оценка и анализ геологических рисков и неопределенностей в процессе бурения горизонтальных скважин. Оценка достижения плановой эффективности. Анализ эффективности мультиатрибутного анализа с установлением количественных связей и детализацией прогнозных карт. Сравнение детализации геологических моделей с использованием сейсмических трендов распределения и без них.

В современных условиях роста темпов добычи углеводородов, актуальной задачей является усовершенствование инструментов проводки горизонтальных скважин, в том числе и сейсмогеологического анализа. Работа затрагивает некоторые аспекты сейсмогеологического анализа, применяемого на этапе эксплуатационного бурения нефтегазовых месторождений.

На этапе заложения скважин выделяются перспективные сейсмофациальные зоны, соответствующие по результатам анализа сейсмических атрибутов, областям улучшенных фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пласта. На этом этапе обозначаются возможные геологические риски и неопределенности вдоль проектной траектории скважин.

Во время бурения происходит анализ соответствия результатов бурения и прогнозных показателей, полученных по результатам комплексного анализа скважинных и сейсмических данных, и также происходит актуализация геологической модели. Основным методом эффективного сопоставления межскважинного сейсмополя и данных интерпретации ГИС является мультиатрибутный и объектно-ориентированный подход к геологии рассматриваемого объекта.

Результаты сейсмофациального анализа во время бурения является определение уровня зон риска выхода из пласта, характер и точные границы изменчивости ФЕС по латерали и вертикали, возможные разломы и флексуры и т.д.

Список литературы:

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа М., ООО «Издательство «Спектр», 2008. – 384 с.
2. Овечкина В.Ю., Зырянов С.А., Филиппович Ю.В., Барышников А.В. Мониторинг сейсмогеологической модели 3D при эксплуатационном разбуривании месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №12. – С. 19-21.

3. Овечкина В.Ю., Ольнева Т.В. Сейсмогеологический прогноз распространения коллектора для решения задач мониторинга эксплуатационного бурения. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №12. – С. 19-21.

4. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 152 с.

5. Стищенко С.И., Сабиров А.Н. Геонавигация в 5 кликов. – М: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2018. – 161 с.

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ КОЛЛЕКТОРА ПРИ ЧИСЛЕННОЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ КОМПЛЕКСА ГИС

Хисматуллина Э.Р.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Российская Федерация, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65

elvira.hismatullina@bk.ru

Совместная численная инверсия данных комплекса методов геофизических исследований скважин (ГИС) для получения объемной модели коллектора является одной из доступных опций большинства коммерческих программных пакетов интерпретации ГИС. Формулируется обратная задача, в которой искомыми являются объемные доли различных компонентов коллектора (например, отдельных минералов) и флюидов, а входными данными — показания нескольких методов (приборов) ГИС в скважине на определенном интервале глубины.

В данной работе рассмотрен и реализован в виде программы в среде MATLAB алгоритм совместной инверсии данных комплекса ГИС. С учетом дополнительных ограничений на физичность решения, получаемая для каждого интервала глубины система линейных уравнений может быть недо- или переопределенной и решается как линейная задача о наименьших квадратах. При выполнении инверсии учитываются ошибки измерения, которые предполагаются нормально распределенными. Также присутствует визуальный контроль качества восстановления каротажных кривых.

Наряду с замеренными и модельными каротажными кривыми, программой визуализируются доверительные «полосы» для модельных показаний методов. Оценивается неопределенность инверсии путем построения доверительных интервалов для найденных объемных долей на каждой глубине. Для оценки взаимовлияния компонентов объемной модели осуществляется построение попарных доверительных эллипсов, которые позволяют визуально оценить корреляционную зависимость найденных объемных долей и установить для каждой достоверность полученных значений. Таким образом, геофизику-интерпретатору предоставляется инструмент для контроля неопределенности результатов инверсии. С его помощью можно подобрать оптимальный по информативности комплекс методов с учетом качества записей, а также установить достоверность определения долей компонентов при разных представлениях коллектора в объемной модели.

ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ

Попов Н.В., Говор И.Л., Гитарский М.Л.

Институт Глобального Климата и Экологии РАН (ИГКЭ РАН)

Российская Федерация, 107258, г. Москва, ул. Глебовская 20б

fgbuigce@igce.ru

Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) – ключевой источник парниковых газов (ПГ) в России. Расчёт их эмиссии производился по международным (МГЭИК) и национальным методикам [1,2]. Исходными данными для расчёта были: средневзвешенные составы российского ПНГ и данные статистической отчётности по обращению с ПНГ в России [2,3].

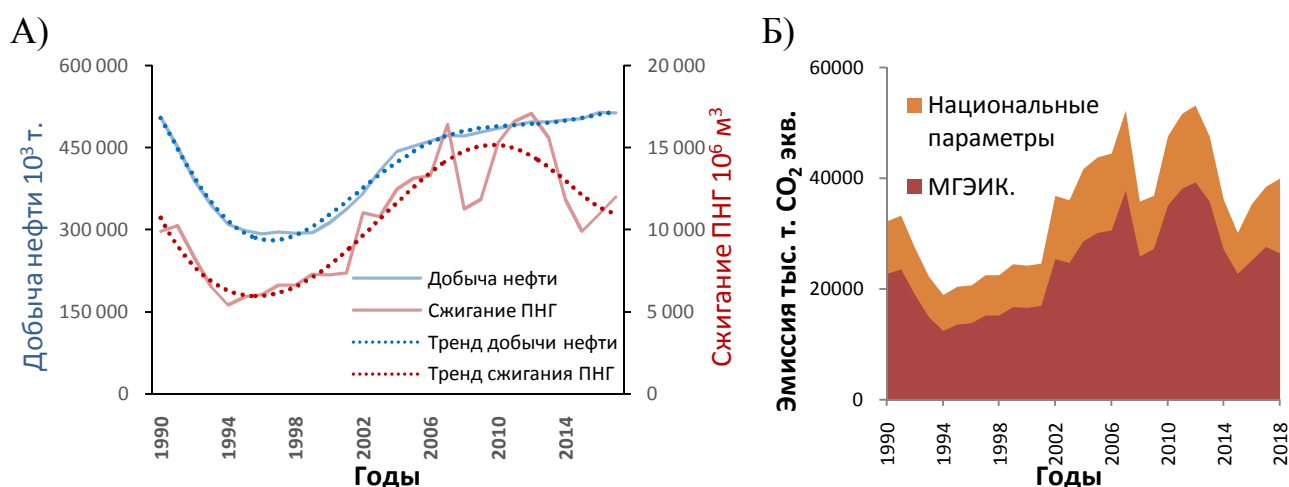


Рисунок 1. Добыча нефти и сжигание ПНГ (А) и связанные с ними эмиссии ПГ (Б) в РФ за период с 1990 по 2018 г.

В 2017 г. масса ПНГ, сжигаемого на факелах, была выше уровня 1990 г. на 20%, это связано с увеличением добычи нефти [3]. При этом после 2009 года отмечается существенное уменьшение объёма сжигания [3], что обусловлено ростом утилизации ПНГ благодаря национальной политике и мерам. Эмиссия ПГ, рассчитанная по национальным параметрам, в 1,5 раза выше расчёта по МГЭИК. Это свидетельствует о большей точности национальной методики.

Работа выполнена в рамках Госзадания Росгидромета (тема 1.3.5.2.).

Список литературы:

1. МГЭИК, 2006. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК 2006 г. / Подготовлены Программой МГЭИК по национальным кадастрам парниковых газов. Под ред. С. Игглестона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т. 1-5. – ИГЕС// Хайяма. 2006.

2. Уварова Н.Е., Грабар В.А., Бердин В.Х., Гитарский М.Л., Дыган М.М., Нахутин А.И. Национальные параметры для расчета эмиссии парниковых газов в российском нефтегазовом секторе. // Экологический вестник России. 2017 г. – №11. – С.12-17.

3. Росстат, 2018. Российский статистический ежегодник. Стат. сб. –М. 694 с.

КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В РИФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НИЖНЕЙ ПЕРМИ ПО ДАННЫМ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ

Ершов А.В.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3

aershov@ipng.ru

Нижнепермские высокодебитные рифовые природные резервуары являются самостоятельным перспективным направлением работ на территории Тимано-Печорской НГП[3].

По данным сейсморазведки карбонатные постройки представляют собой узкие линейно вытянутые полосовидные структуры, характерные для ассельско-сакмарских рифов, выявленных в этой части впадины[1]. Амплитуды выявленных локальных куполов сильно вытянутой формы достигают 100-120 м, ширина рифовых полос – первые сотни метров.

Используя сейсмический атрибут – относительный акустический импеданс (relative acoustic impedance) – удалось выделить и закартировать зону улучшенных ФЕС(фильтрационно-емкостных свойств) пластов-коллекторов в сводовых частях рифогенных построек[2].

Прогноз значений коллекторских свойств в рекомендуемых к заложению скважинах по установленным зависимостям показал самые высокие значения ФЕС в гребневой части постройки.

В результате комплексной интерпретация материалов ГИС и сейсморазведки создана новая модель ассельско-сакмарского рифового резервуара, содержащего массивную залежь нефти, контролируемую флюидоупором – кунгурской глинистой толщей. Даны рекомендации по методике работ на поиски этих рифогенных объектов и точкам заложения скважин.

Список литературы:

1. Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э. Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. - Т.9. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf

2. Ершов А.В. Применение атрибутного анализа для выделения рифовых резервуаров ассель-сакмарского возраста на примере месторождения в Хорейверской впадине//Материалы Международного молодежного научного форума «ЛОМОНОСОВ-2019» / Отв. ред. И.А. Алешковский, А.В. Андриянов, Е.А. Антипов. [Электронный ресурс]. – М: МАКС Пресс, 2019. – 1 электрон. опт. диск (DVD-ROM);

3. Никонов Н.И., Беда И.Ю. Новые данные о перспективах нефтегазоносности нижнепермских органогенных построек // Рифы и карбонатные псефитолиты: Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2010. С. 126–128.

ВЫДЕЛЕНИЕ СИСТЕМЫ ВРЕЗОВ В СРЕДНЕОРДОВИКСКО-НИЖНЕДЕВОНСКОМ КАРБОНАТНОМ НГК НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЦИЛЬЕГОРСКОЙ ДЕПРЕССИИ ПО ДАННЫМ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Ершов А.В.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3

aershov@ipng.ru

На территории исследования выявлены под поверхностью предтиманского размыва эрозионные врезы предположительно силурийского возраста. По всей видимости, эти объекты представляют собой каналы (русла), по которым осуществлялся размыв и снос осадочного материала в ходе предверхнедевонского перерыва.

На синхронном слайсе куба когерентности, рассчитанном ниже ОГ III_{f1}, четко видна сеть меандрирующих каналов. На структурной карте и других атрибутах, характеризующих наклон поверхности, также хорошо проявляются эти эрозионные седиментационные элементы.

Характерная ветвистая морфология этих каналов, а также тот факт, что они формировались в преддверии крупной морской трансгрессии, позволяет предположить о прибрежно-морских условиях их образования. Вероятен вариант заполнения каналов зернистыми карбонатными осадками, представленными обломками разрушенного субстрата (верхний силур), в который они врезаны. В таком случае эти осадочные тела могут представлять интерес для поисков в них залежей нефти и газа. В северной части площади каналы переходят в конусы выноса, что также говорит о прибрежно-морских условиях.

Региональным флюидоупором для силурийских залежей углеводородов служит повсеместно распространенная тиманско-саргаевская глинистая толща[1]. Толщина флюидоупора на территории исследования по скважинам изменяется от 8 м (скв. 1 Северо-Салюкинская) до 42 м (скв. 6 Северо-Мукеркамьлькская), в среднем составляя 18-20 м.

Таким образом, выявлена система врезов и конусов выноса, в пределах которых можно ожидать улучшения коллекторских свойств верхнего силура перспективная для поисков нефти и газа.

Список литературы:

1. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов тимано-печорской провинции/ [Е.Л. Теплов и др.; редкол.: Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, О.Т. Никитина]; М-во природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми "Тимано-Печорский науч.-исслед. центр" (ГУП РК ТП НИЦ).-Спб: ООО «Реномэ», 2011.-286 с.

ВИЗЕЙСКИЕ ПЕСЧАНИКИ ВУКТЫЛЬСКОГО АВТОХТОНА ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ-НОВОЕ ПОИСКОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ

Сафарова Е.А.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3

safarovaelisaveta@gmail.com

Значительные перспективы нефтегазоносности в районе развития Вуктыльского надвига связаны с глубокопогруженными отложениями Вуктыльского автохтона. Особенностью разреза является изменчивая мощность отложений, что связано с присутствием песчаных линзовидных тел в его кровельной части.

Работа посвящена одному из направлений поисков углеводородов в слабо изученном, но перспективном визейском терригенном комплексе Вуктыльского автохтона Верхнепечорской впадины. Выполнена детальная корреляция изучаемых отложений, в результате которой выделено от 3 до 6 песчаных пластов в толще глинистых пород в зависимости от местоположения скважин. В формировании пластов участвовали различные обстановки осадконакопления: лагун и заливов, волнений прибрежной части моря, разрывных течений, забаровой лагуны, баров и баровых островов, тыловой части бара. Отмечено присутствие повторяющихся песчаных образований барового генезиса, связанных с неустойчивым развитием территории, последовательной сменой трансгрессий и регрессий на фоне преобладания трансгрессивного развития.

Уточнена структура песчаных пластов визейского резервуара. Выделены литологически ограниченные и тектонически экранированные с востока надвигом ловушки, в которых коллекторами являются бобриковские и нижнетульские песчаники.

Новый уровень понимания структуры нефтегазоперспективных комплексов может стать основой нового цикла поисково-разведочных работ и наращивания ресурсной базы.

Список литературы:

1. Антоновская Т.В. Проблема нефтегазоносности поднадвиговых отложений Вуктыльского НКМ // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России. - Науч.-техн. сб. - Ч. 1. Геология, геофизика и бурение. - Ухта: Филиал ООО «ВНИИГАЗ» - «Севернипигаз». - 2005. - С. 68-79.

2. Антоновская Т.В. Этапы, условия и закономерности формирования неантиклинальных ловушек в среднедевонских-турнейских отложениях юго-востока Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Литосфера. – 2014. - №3. – С. 125-131.

3. Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе вуктыльского надвига // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №4. – С.313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2

4. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В. К вопросу о формировании Вуктыльского НГКМ //Научно-технический сборник. Вести газовой науки, 2018, №3(35), с. 144-156.

5. Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях нижней перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015.- Т.10.- №3.- http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf

6. Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П. Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Георесурсы. – 2016, т.18, №2, с.87-93. DOI:10.18599/grs/18.2.2

7. Рябинкина Н.Н. Генезис визейских песчаных резервуаров Вуктыльской площади // Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых Европейского Севера СССР. Тр. ИГ Коми НЦ УрО РАН. Сыктывкар, 1989. Вып. 69, с. 25-33.

К ВОПРОСУ О НЕФТЕНОСНОСТИ СЕРПУХОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ

Ершов А.В., Жилина И.В.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3

aershov@ipng.ru

Промышленная продуктивность каменноугольно-нижнепермского НГК установлена на юге Цильегорской депрессии (Хорейверская впадина) и связана, в том числе, с серпуховским горизонтом нижнего карбона. В литологическом отношении отложения представлены доломитами, участками неравномерно пористыми и кавернозными, с прослоями известняков и ангидритов. В кровле отложений серпуховского яруса выделяется толща ангидритов мощностью 70-90 м, которая служит флюидоупором [1].

Выявлена тесная связь между нефтегазоносностью серпуховских отложений и зонами развития ангидритовой покрышки, экранирующей продуктивные резервуары. Там, где ангидритовый флюидоупор отсутствует, серпуховские коллекторы имеют водоносный характер насыщения.

Внутри горизонта продуктивные пласты на территории исследования также разделяются пропластком ангидрита и, вероятно, представляют собой самостоятельные гидродинамические системы. Выявленные и разрабатываемые залежи на исследуемом месторождении в серпуховских пластах имеют простое строение и относятся к структурному типу.

По данным сейсморазведки проанализирован 3D куб с использованием атрибутивного анализа на наличие ангидритового флюидоупора на территории исследования. Анализ показал, что зона развития ангидритовой покрышки приурочена к центральной части структуры. К югу и северу происходит замещение ангидрита на доломит. Полученные результаты подтверждаются результатами бурения.

Таким образом, сделан вывод, что использование атрибутивного анализа позволяет построить достоверный структурный план зоны развития ангидритовой покрышки, определяющей сохранность залежей в серпуховских отложениях. В свою очередь, это дает основание для прогноза перспективных объектов.

Список литературы:

1. Валиева Д.И. Перспективы подангидритовых отложений серпуховского возраста Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика, 2013, №2(8). http://oilgasjournal.ru/vol_8/valieva.html

ПРОГНОЗ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЛОВУШЕК НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В ХАРАСАВЕЙ-БОВАНЕНКОВСКОЙ ЗОНЕ

Зинатуллина Л.И.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3

liya_zinatullina@mail.ru

Объектом исследования является Бованенковско-Харасавейская зона полуострова Ямал Западной Сибири – один из мировых центров газонакопления.

Для детализации геологического строения и оценки углеводородного потенциала был использован бассейновый анализ.

Созданная модель разломной тектоники позволила выяснить направления основных региональных разрывов. Выявлены очаги нефтегазонакопления в нижнесреднеюрских и нижнемеловых отложениях, что в дальнейшем позволило оценить нефтегазогенерационный (ресурсный) потенциал.

На выделенных профилях выявлены прогнозируемые скопления нефти и газа, миграция которых шла из юрских отложений в меловые, где как раз и прогнозируются ловушки неантиклинального типа.

Сложная дизъюнктивная тектоника месторождения, с одной стороны, обуславливает дополнительные перспективы нефтегазоносности в неоткрытых тектонически экранированных залежах, с другой стороны – является неблагоприятным фактором для освоения залежей неокома и юры, так как предполагается множество малоразмерных гидродинамически несвязанных блоков с низкой энергией залежей.

На полуострове Ямал широко распространены тектонически-экранированные ловушки. Наиболее часто встречаемые – разрывные нарушения северо-западного «Пай-Хойского» простирания в сочетании с поперечными системами поднятий северо-восточного простирания (Нурминский вал). Таким образом, есть возможность, исходя с одной стороны из бассейнового анализа, с другой стороны из анализа сейсмических материалов, выявить ловушки сложнопостроенного типа (тектонически-экранированные ловушки, литологически-экранированные). С глубиной строение ловушек усложняется от сводовых к различного рода экранированным.

Под воздействием, в основном, тектонического фактора возрастает интенсивность процессов растяжения и сжатия в зоне Уренгой-Котлогорского разлома и его ветви. Формируется разломно-блоковое строение территории, увеличивается количество сложнопостроенных ловушек, в том числе неантиклинальных.

Проанализировано также строение ряда залежей газа, газоконденсата, нефтегазоконденсата и вмещающих их ловушек этого региона.

В палеозойских отложениях, сложенных плотными карбонатными породами, прогнозируются сложнопостроенные комбинированные ловушки.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФОРМ СЕРЫ И ЖЕЛЕЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО- ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕКАМСКОЙ ВПАДИНЫ

Кожанов Д.Д.

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова
Россия, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, 1, Геологический факультет

dimitriykozz@gmail.com

По содержанию различных форм серы и железа в отложениях можно реконструировать окислительно-восстановительные условия диагенетических преобразований органического вещества (ОВ). В данной работе мы попытались провести такую реконструкцию условий для ОВ доманиковых отложений в пределах северо-западной части Верхнекамской впадины [2].

Установлено, что в диагенезе доманиковые отложения накапливались преимущественно в условиях резко восстановительной (сульфидной – до 1,52%) и восстановительной (сидеритно (до 0,28%) -сульфидной) фаций, что соответствует условиям относительно глубоководного и глубоководного морского бассейна центральных и осевых зон Камско-Кинельской системы прогибов. По всей площади закисные (36%) формы железа неизменно преобладают над окисными (32%), помимо этого велика доля пиритного железа (32%) – такое высокое содержание этих форм железа и серы дает основание полагать, что осадки девонского моря накапливались в обстановках – от резко восстановительных до восстановительных.

Также интересно, что между содержанием $C_{орг}$ и $Fe_{пир.}$ существует достаточно прочная корреляционная связь – 0,65, что подтверждает образование ОВ в условиях восстановительных геохимических фаций [1], а наибольшие содержания органического углерода характерны для резко восстановительной относительно-глубоководной обстановки осадконакопления.

Таким образом, при анализе содержания S и Fe в битумоидах доманиковых отложений северо-западной части Верхнекамской впадины, была уточнена обстановка накопления и преобразования органического вещества.

Список литературы:

1. Родионова К.Ф. Геохимия рассеянного органического вещества и нефтематеринские породы девонских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области [Текст].- Москва : Недра, 1967, 359 с.

2. Kozhanov D., Naborshchikova O., Khopta I. Oil and gas prospects of the Domanic Horizon of the Udmurt Republic [Text]. Saint Petersburg 2018: Innovations in Geosciences: Time for Breakthrough, 44546.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ФОРМЫ ОБЛОМКОВ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Синицына В.М.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65

v-sin@yandex.ru

Существует общепринятая классификация форм обломочных зерен осадочных горных пород [2]. Подразделение по соотношению размеров: 1 – изометричные, 2 – удлиненные, 3 – резко удлиненные; подразделение по степени окатанности: 4 – окатанные, 5 – полуокатанные, 6 – неокатанные (угловатые).

Для автоматизированной работы со шлифами горных пород была создана математическая модель, позволяющая классифицировать обломки. Для этого была разработана нечеткая система, которая на вход получала значения удлинения и форм-фактора каждого обломка, а на выходе – степени окатанности и удлиненности обломка. Обучающая выборка для данной системы представлена на рис. 1

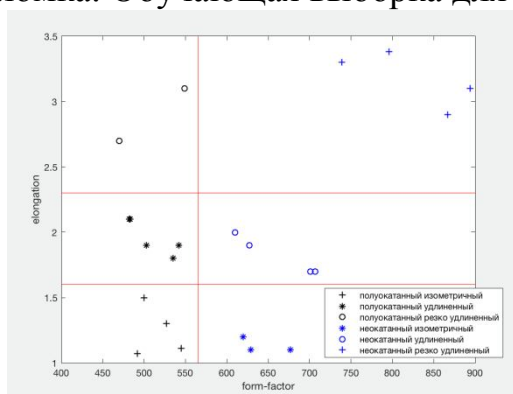


Рисунок 1 – Обучающая выборка

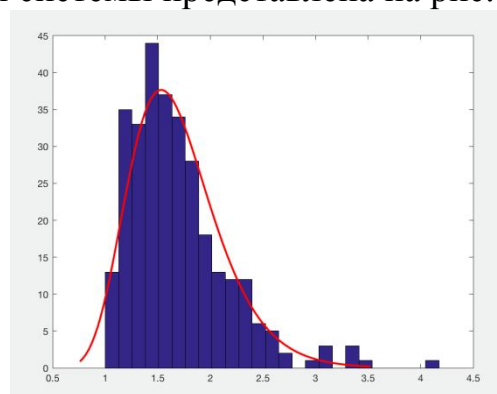


Рисунок 2 – Распределение удлинения обломков

После того, как обломки были классифицированы на группы [2], было проведено статистическое исследование. Входные (удлинение и форм-фактор) и выходные (степень окатанности и степень удлиненности) параметры распределены по логнормальному закону. Это подтверждается гистограммами (рис.2 и аналогичными), вероятностной бумагой и двумя статистическими критериями.

Дальнейшие исследования позволят найти вероятность попадания в одну из 9 перечисленных групп с учетом нечеткости границ между группами.

Список литературы:

1. Пустовалов Л. В. Петрография осадочных пород, ч. 1, М. – Л., 1940, 420с.
2. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. М. 2007. -511 с.
3. Сайт преподавателя кафедры ПМ и КМ РГУНГ Иткина В.Ю. itkin.jimdo.com – дата обращения 20.09.19
4. Гонсалес Р., Вудс Р. Цифровая обработка изображений. М., 2005, 1072 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ БИФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ДИАМИДА УГОЛЬНОЙ КИСЛОТЫ

Семенов А.П.¹, Мендгазиев Р.И.¹, Стопорев А.С.^{1,2,3,4}, Винокуров В.А.¹

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Российская Федерация, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65, корпус 1

² Казанский (Приволжский) федеральный университет, Российская Федерация, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

³ Институт неорганической химии им. А.В. Николаева Сибирского отделения Российской академии наук, Российская Федерация, 630090, Новосибирск, проспект академика Лаврентьева, 3

⁴ Новосибирский государственный университет, Российская Федерация, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2
semenov.a@gubkin.ru

Газовые гидраты являются клатратными соединениями, представляющими собой твердые льдоподобные вещества, которые образуются при взаимодействии небольших молекул газов (углеводороды C₁-C₄, CO₂, N₂, H₂S) с молекулами воды в условиях повышенных давлений и пониженных температур. Образование отложений газовых гидратов в трубопроводах и оборудовании при добыче и транспортировке углеводородного сырья является серьезной технологической проблемой в нефтегазовой отрасли. Для предотвращения образования газовых гидратов широко используют термодинамические ингибиторы гидратообразования (ТИГ) и в значительно меньшей степени реагенты кинетического действия (КИГ). Оба типа ингибиторов имеют свои преимущества и недостатки. Разработка новых, более эффективных антигидратных составов является важной научно-технической задачей.

Настоящая работа была посвящена исследованию антигидратных свойств диамида угольной кислоты (мочевина), являющегося экологически безопасным веществом, которое характеризуется низкой стоимостью и широко используется в качестве азотного удобрения. Были определены области стабильности гидратов модельной газовой смеси (имитатор природного газа) в системах газ-водный раствор мочевины. Получены корреляции термодинамического понижения равновесной температуры гидратообразования от массовой и мольной доли диамида угольной кислоты в водном растворе. Проведено сравнение ингибирующих свойств мочевины с низкомолекулярными спиртами. Исследована кинетика образования гидратов в присутствии мочевины и ее смесей с полимерным КИГ. Показано, что мочевина является бифункциональным ингибитором, способным предотвращать гидратообразование по кинетическому и термодинамическому механизмам. Смеси мочевины и полимерного КИГ демонстрируют синергизм при ингибировании нуклеации гидратов.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (проект МК-6886.2018.3).

ВОДОРАСТВОРИМЫЙ ПОЛИУРЕТАН НА ОСНОВЕ КАСТОРОВОГО МАСЛА КАК БИОРАЗЛАГАЕМЫЙ КИНЕТИЧЕСКИЙ ИНГИБИТОР ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ МЕТАНА

Варфоломеев М.А., Фархадян А., Зарипова Ю.Ф., Ярковой В.В.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлёвская, д.18, waldemaryarkovoi@gmail.com

При добыче и транспортировке углеводородов возникает серьезная проблема образования газовых гидратов. Гидратообразование имеет пагубные последствия с точки зрения безопасности, экономики и окружающей среды, в связи со способностью закупоривать насосно-компрессорные или транспортировочные трубы, тем самым нарушая стабильность потока[1]. В условиях добычи на шельфе важным фактором является экологичность используемых реагентов.

На сегодняшний день малая токсичность и биоразлагаемость являются определяющими характеристиками для новых кинетических ингибиторов гидратообразования в связи с их применением на морских месторождениях. Данное исследование посвящено оценке растительного касторового масла как недорогого, экологически чистого и перспективного реагента для синтеза кинетических ингибиторов образования гидратов метана, также имеющих антиагломерантные свойства. Результаты испытаний на поглощение газа показывают эффективность касторового полиуретана в качестве кинетического ингибитора гидратообразования. Для испытаний были использованы автоклав высокого давления и дифференциально-сканирующий микрокалориметр высокого давления. Касторовый полиуретан с молекулярной массой ~ 3,2 и 6,8 кД увеличили время индукции в 26,8 и 13 раз соответственно, и снизили скорость роста гидратов метана в 3,8 и 2,5 раза по сравнению с чистой водой. Результаты были дополнительно подтверждены ДСК измерениями, в которых раствор ингибитора заметно уменьшал температуру начала образования гидрата метана более чем на 5 градусов Цельсия по сравнению с чистой водой. Также раствор касторового полиуретана продемонстрировал термодинамическое ингибирование за счёт повышения температуры плавления гидрата метана по сравнению с чистой водой. Во время образования гидратов метана в присутствии раствора ингибитора крутящий момент мешалки в ячейке оставался постоянным, что свидетельствует об отсутствии агрегации частиц гидрата. Кроме этого, синтезированный полиуретан с использованием касторового масла может относиться к биоразлагаемым веществам, так как значение BOD_5/COD_{cr} , измеренное в этой работе имеет значение 0,389. По результатам данных исследований, касторовый полиуретан может выступить перспективным реагентом для увеличения времени образования и последующего понижения роста газовых гидратов, при этом относясь к «зелёной» химии.

Список литературы:

1. Kelland M.A. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry. CRC Press.2014.

ФОРМИРОВАНИЕ МЕТАСТАБИЛЬНОЙ ФАЗЫ ГИДРАТА МЕТАНА В СИСТЕМЕ ВОДА–МЕТАН–КИНЕТИЧЕСКИЙ ИНГИБИТОР

Стопорев А.С.^{1,2,3,4}, Ярковой В.В.¹, Варфоломеев М.А.¹, Семенов А.П.²,
Манаков А.Ю.^{3,4}

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет, Российская Федерация, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

² РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Российская Федерация, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65, корпус 1

³ Институт неорганической химии им. А.В. Николаева Сибирского отделения Российской академии наук, Российская Федерация, 630090, Новосибирск, проспект академика Лаврентьева, 3

⁴ Новосибирский государственный университет, Российская Федерация, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2
stopor89@bk.ru

Образование отложений газовых гидратов является серьезной технологической проблемой в нефтегазовой отрасли. Для предотвращения гидратообразования на практике широко используются реагенты термодинамического действия (низкомолекулярные спирты, соли), тогда как ингибиторы кинетического действия (полимеры) и антиагломеранты (поверхностно-активные вещества) применяются в значительно меньшей степени [1]. Следует отметить, что в настоящее время практически отсутствуют представления о стадийности формирования кристаллической фазы не только в потоках вода–нефть–газ, но и в чистых системах вода–газ [2]. Между тем, эта информация является критически важной для понимания процессов ингибирования образования газовых гидратов.

В данной работе проведено детальное изучение процесса нуклеации и роста гидрата метана в системе вода–метан–кинетический ингибитор. Любопытной особенностью гидратообразования в таких системах является формирование метастабильного гидрата метана. Образование метастабильной фазы наблюдалось при высоких скоростях охлаждения с последующей заморозкой образца до температуры жидкого азота, что говорит о возможной закалке продуктов начальной стадии кристаллизации. Выявление механизма формирования фазы газового гидрата позволит предложить научно обоснованный подход предотвращения аварийных ситуаций, вызванных гидратообразованием.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-60013.

Список литературы:

1. Yaqub S., Lal B., Partoon B., Mellon N.B. Investigation of the task oriented dual function inhibitors in gas hydrate inhibition: A review // Fluid Phase Equilib. – 2018. – V. 477. – P. 40-57

2. Aminnaji M., Anderson R., Tohidi B. Anomalous KHI-Induced dissociation of gas hydrates inside the hydrate stability zone: Experimental observations & potential mechanisms // J. Petrol. Sci. Eng. – 2019. – V. 178. – P. 1044-1050.

НОВЫЙ РЕАГЕНТ НА ОСНОВЕ СУЛЬФИРОВАННОГО ХИТОЗАНА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТАБИЛЬНОГО ПОТОКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ: ИНГИБИРОВАНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И КОРРОЗИИ

Фархадян А., Варфоломеев М.А., Зарипова Ю.Ф., Ярковой В.В.

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Российская Федерация, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

yulia.zaripova@mail.ru

В настоящем исследовании представлен новый «зелёный» ингибитор на основе сульфированного хитозана (SCS) для решения проблем гидратообразования и коррозии в нефтегазовой отрасли. Образование газовых гидратов и коррозия являются одними из ключевых вопросов для нефтяной и газовой промышленности, поскольку эти процессы приводят к техническим сбоям, экономическим потерям и загрязнению окружающей среды [1]. Несмотря на то, что ряд веществ был изучен в качестве отдельно ингибиторов гидратообразования и ингибиторов коррозии, остаётся актуальной проблема их совместимости [2]. Кроме того, большая часть используемых в отрасли реагентов не соответствует принципам «зелёной химии» [3]. Именно поэтому разработка перспективных биоразлагаемых многофункциональных реагентов имеет важное значение. Исследование представляемого сульфированного хитозана в динамических и статических условиях с использованием перемешивающего реактора высокого давления и дифференциального сканирующего микрокалориметра высокого давления (НР- μ DSC) показало значительный эффект ингибирования гидратообразования. Время индукции в присутствии SCS увеличилось в 14.3 раза по сравнению с системой с чистой водой, а количество образовавшегося гидрата метана было на ~ 30% меньше, чем в неингибированной системе. Также раствор SCS с концентрацией 0.5 масс. % не показал температуру помутнения вплоть до 100 °С. Кроме того, ряд методов, включая эксперименты по потере массы, SEM-EDX, измерение контактного угла, профилометрию, показали, что SCS обеспечивает эффективное ингибирование коррозии и подавляет скорость коррозии в агрессивной среде (HCl 2M), образуя защитную пленку на поверхности углеродистой стали. Результаты этого исследования могут способствовать прогрессу в использовании реагентов, которые способны одновременно действовать как ингибиторы гидратообразования и коррозии для решения проблемы обеспечения стабильного потока в нефтегазовой промышленности.

Список литературы:

1. Perrin A., Musa O. M., Steed J. W. The chemistry of low dosage clathrate hydrate inhibitors. Chem. Soc. Rev. 2013, 42 (5), 1996–2015.
2. MacDonald A., Petrie M., Wylde J., Chalmers A., Arjmandi M. Field Application of Combined Kinetic Hydrate and Corrosion Inhibitors in the Southern North Sea: Case Studies. Proc. SPE Gas Technol. Symp. 2006, 1–6.
3. Kelland M. A. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry. CRC 2014.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ *n*-АЛКАНОВ В ЭМУЛЬСИИ

Иванова Д.Д.¹, Курьяков В.Н.²

¹Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, Российская Федерация, 125047, г. Москва, Миусская площадь, д. 9

² Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3
ivanovad.97@mail.ru

В докладе приводятся результаты исследований влияния поверхностно-активных веществ (ПАВ) на фазовые переходы *n*-алканов. *n*-Алканы представлены в виде эмульсии в воде, приготовленной при помощи ультразвукового диспергирования. Исследования проведены на установке динамического и статического рассеянного света Photocor Compact-Z (Россия). Подробно о методике приготовления эмульсий *n*-алканов в воде и методике определения температур фазовых переходов методом рассеяния света можно посмотреть в работах авторов [1-4].

В работе показано, что добавка ПАВ в эмульсию *n*-алканов в воде может приводить к понижению температуры кристаллизации парафиновых капель в эмульсии. Результаты данной работы могут быть актуальны в связи с разработками присадок, понижающих температуру кристаллизации парафинов в нефти.

Список литературы:

1. Kuryakov V.N. et al 2018 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 347 012034. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/347/1/012034>.
2. Иванова Д.Д., Киенская К.И., Курьяков В.Н.. Успехи в химии и химической технологии: сб. науч. тр., 2017, Т. XXXI, 4 (185), 88-90.
3. Kuryakov V.N., Ivanova D.D., Crystallization Behavior of Pure *n*-Alkane (*n*-Nonadecane) in a Form of Nanoemulsion, Int. J. of Nanoscience, 2019, Vol.18, Issue 03n04
4. Kuryakov V.N., Ivanova D.D., Determination of melting point of *n*-alkanes by means of light scattering technique, J. of Physics: Conference Series (принята в печать)

ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ АСТРАХАНСКОГО ГКМ

Пушкарева Д.А., Михалкина О.Г., Баянова Н.Г.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

Российская Федерация, 142717, Московская область, район Ленинский,
сельское поселение Развилковское, поселок Развилка,

Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1

D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

В связи с экологическими ограничениями, обусловленными присутствием в пластовом газе высокотоксичного сероводорода и углекислого газа, в последние годы остро встает проблема снижения добычи углеводородного газа на Астраханском ГКМ. Одним из вариантов увеличения рентабельности месторождения является закачка токсичных отходов в подземные хранилища, примером которых могут являться отложения непродуктивного надсолевого комплекса Астраханского ГКМ. В связи с низкой геологической изученностью комплекса на данный момент проводится целенаправленное доизучение надсолевых толщ, в том числе с целью поиска качественных резервуаров.

В работе приводятся новые данные, полученные при комплексном исследовании кернового материала, извлеченного при бурении глубокой скважины в пределах левобережной части Астраханского ГКМ. Отбор керна производился из среднеюрского терригенного водоносного горизонта, толщи которого могут рассматриваемого в качестве потенциального коллектора для хранения токсичных отходов в пределах Астраханского свода.

По результатам петрографических и структурно-минералогических исследований установлено, что прослой потенциального коллектора сложены полимиктовыми гравийными песчаниками с доломитово-глинисто-ангидритовым цементом. По данным петрофизических исследований определено, что наименее сцементированные песчаные разности характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Дальнейшие выводы об эффективности коллектора делались с учетом пластовых давлений и температур, характерных для надсолевого комплекса Астраханского ГКМ, а также с учетом состава смесей кислых газов, рассчитанных теоретически для закачки в надсолевой комплекс. Можно предполагать, что химическое взаимодействие смеси кислых газов и вмещающей породы не вызовет значительных изменений в объеме пустотного пространства и скелете породы, а также не будет препятствовать закачке, удерживанию и хранению кислого флюида в долгосрочной перспективе.

ХАРАКТЕРИСТИКА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ЮРЯХСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕВИЛЮЧАНСКОГО НГКМ

Гусев Н.И., Брагин В.В.

Российская Федерация, 142717, Московская область, район Ленинский,
сельское поселение Развилковское, поселок Развилка,
Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1

N_Gusev@vniigaz.gazprom.ru

Верхневилючанское нефтегазоконденсатное месторождение находится на юго-западе Республики Саха Якутия, в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной провинции. Скважина расположена в юго-западной части Верхневилючанского НГКМ. Забой скважины – 2610 м в породах кристаллического фундамента. Скважина с отбором керна вскрыла разрез карбонатных отложений юряхского горизонта мощностью около 93 м. При этом из юряхского (I, II) горизонта отобрано 41,2 м кернового материала.

В ходе комплексных исследований кернового материала, включающих петрофизические (стандартные и специальные) и литолого–минералогические исследования, установлено, что коллектора юряхского горизонта сложены доломитами и доломитовыми известняками. По генетическим признакам доломиты делятся на две группы. Первая группа хемогенных пород сложена, в основном, равномерными изометрично-ромбэдровидными тонкокристаллическими разностями доломита с массивной, реже, неясно слоистой текстурой. Вторая, более распространенная, группа представлена биохемогенными строматолитовыми доломитами различной степени раскристаллизованности, в основном мелкотонкокристаллическими, с многочисленными реликтами биоморфной текстуры, так же встречаются прослойки ангидрита. Карбонатные породы юряхского горизонта характеризуются достаточно широким диапазоном изменения пористости: от 0 до 21,2%. Среднее значение $K_{п(газ)}$ составляет 8,9%. Проницаемость доломитов юряхского горизонта изменяется в диапазоне $0,01 - 49,4 \cdot 10^{-3}$ мкм² и в среднем составляет $2,83 \cdot 10^{-3}$ мкм².

При сопоставлении данных комплексных литолого-минералогических исследований образцов юряхской свиты выявлена термическая деструкция доломитов, которая не согласуется со справочными данными.

Проведенный комплекс литолого-минералогических, стандартных и специальных петрофизических исследований (выполненных в термобарических условиях, соответствующих пластовым), являются базой для построения и уточнения достоверности интерпретационных моделей ГИС для определения и обоснования подсчетных параметров коллекторов юряхского горизонта Верхневилючанского НГКМ.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ КЕРОГЕНА И БИТУМОИДОВ ПО ДАННЫМ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ И БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Самохвалов Н.И.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина 3

hikz1@mail.ru

Лабораторные пиролизические исследования выступают одним из основных методов для определения свойств нефтегазоматеринских толщ. Большинство методик интерпретации данных геофизических исследований скважин задействуют результаты только этих исследований и преимущественно ориентированы на определение суммарного содержания органического углерода. При этом не решается проблема дифференцированного определения концентраций керогена и битумоидов, тогда как раздельное определение этих компонентов имеет важное значение при анализе закономерностей преобразования органического вещества.

В работе рассмотрено комплексное сопоставление результатов пиролиза и экстракции битумоидов. Получены выражения для определения в образцах пород концентраций керогена, что, соответственно, позволяет количественно характеризовать генерационный потенциал нефтегазоматеринских отложений. Кроме того, комплексный подход позволяет раздельно оценивать содержание органического углерода, ассоциированного с керогеном и битумоидами.

Список литературы:

1. Хисамов Р.С., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В., Базаревская В.Г., Самохвалов Н.И., Большаков М.Н., Кузьмин В.А., Марутян О.О., Навроцкий О.К., Пуго Т.А., Интерпретация данных ГИС в разрезах нефтегазоматеринских отложений на основе комплексного анализа результатов петрофизических и геохимических исследований. // [Электронный ресурс], SPE-191675-18RPTC-RU, Режим доступа: www.onepetro.org/doi.org/10.2118/191675-18RPTC-RU

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВРЕМЕНИ ТВЕРДЕНИЯ И ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЛИНОКИСЛОТНОГО РЕАГЕНТА НА УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Коробов И.Ю.¹, Попов С.Н.²

¹Шлюмберже Восток, Россия, ilya.so200926@gmail.com

²Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, popov@ipng.ru

Упруго-прочностные свойства являются одними из определяющих при оценке качества цементирования скважин, которые оказывают огромное влияние на дальнейшую разработку скважины и безопасность работ. Помимо марки и состава цементного камня, на его качество могут влиять термобарические условия в скважине, влияние различных физико-химически активных жидкостей [1-3].

В лабораторных условиях были определены упруго-прочностные свойства цементного камня при различном времени твердения и воздействии глинокислотной агрессивной среды. Чтобы избежать «эффекта обоймы» [1-2], опыты проводились на образцах размером 20x20x40 мм, согласно ГОСТ [4, 5]. В результате было установлено, что спустя 10 суток твердения цементного камня предел прочности при сжатии увеличился в 2.06 раза, предел прочности при растяжении в 2.27 раза, модуль Юнга в 2.25 раз, а коэффициент Пуассона уменьшился в 1.92 раза.

Также было установлено уменьшение упруго-прочностных свойств цементного камня после твердения в разные промежутки времени при воздействии глинокислотного реагента. Таким образом, при взаимодействии агрессивной среды с цементным камнем в течение 10 часов пределы прочности при сжатии и растяжении уменьшились в 2.86 и 1.23 раза соответственно, а модуль Юнга – в 1.85 раз. В результате были выявлены закономерности улучшения прочностных свойств с увеличением времени затвердевания цемента, а также их уменьшение при воздействии глинокислотного реагента.

Список литературы:

1. Толкачев Г.М., Асанов В.А, Фохт А.А. Оценка упруго-прочностных свойств цементного камня тампонажного материала, предназначенного для цементирования скважин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №8. С.35-40.
2. Карташов Ю.М., Матвеев Б.В., Михеев Г.В., Фадеев А.Б. Прочность и деформируемость горных пород. М.: Недра, 1979. 269 с.
3. Коробов И.Ю., Попов С.Н. Типы цементов, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин и вариации их физико-механических свойств при экспериментальных исследованиях // Нефтепромысловое дело. 2019. № 7. С.48-56.
4. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии.
5. ГОСТ 28985-91. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии.