

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**международных
научно-практических конференций
«Инновационные решения
в геологии и разработке ТРИЗ»
«Цифровая трансформация
в нефтегазовой отрасли»**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва
2022**

СОДЕРЖАНИЕ

Андреева Н.Н., Назарова Л.Н., Бахтий С.Н., Ефимов А.А., Лишук А.Н., Рысев К.Н. Цифровизация данных о работе добывающих скважин: полнота и точность информации	4
Бембель С.Р., Милей Е.С., Ахметзянов Р.В. Взаимосвязь особенностей геологического строения кристаллического фундамента и перспектив доразведки сложнопостроенных залежей нефти и газа	6
Богатырева Е.В., Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е., Алексеева К.В. Актуальные подходы к освоению месторождений углеводородов в мелководных зонах шельфа арктических морей	8
Галимов В.В., Бязров Р.Р., Лагутина М.А., Арабов Д.В. Преселекция объектов для внедрения технологии полимерного заводнения в экстремальных условиях	9
Гутман И.С., Батурин А.Ю., Спасенных М.Ю., Козлова Е.В., Симоненко Е.П. Признаки трудноизвлекаемости при отнесении пород к нетрадиционным нефтематеринским в процессе их комплексного изучения на этапах разведки и разработки	10
Каушанский Д.А., Сарманов С.Э. Инновационная технология «ТЕМПОСКРИН-ПЛЮС ВПП» – технология для дополнительной добычи нефти на месторождениях ТРИЗ	12
Мавлетдинов М.Г. Особенности применения алгоритма разделения добычи УВ на примере нефтегазоконденсатного объекта разработки месторождения Западной Сибири	13
Петраков А.М., Раянов Р.Р., Байкова Е.Н., Чукавина А.В., Фурсов Г.А., Пономаренко Д.М., Трушин Ю.М., Зощенко О.Н., Арсамаков М.С., Светковская А.В. Результаты применения системно-ориентированного нестационарного заводнения на карбонатных коллекторах месторождений Тимано-Печорской провинции	14
Руденко В.Ю., Гуренцов Д.Е., Гаврилов С.С. Применение вероятностного подхода к определению эффективных толщин на основе теоремы Байеса в отложениях кислых вулканитов Западной Сибири	17
Сенцов А.Ю. Проектирование оптимальной схемы размещения новых скважин с учетом неоднородности геолого-петрофизических параметров эксплуатируемой зоны пласта	19

Сидоров В.В.

Киберфизические системы и технологии как приоритетное направление
подготовки специалиста-нефтяника20

Соколов И.С.

Повышение эффективности разработки ультранизкопроницаемых
коллекторов на месторождениях Западной Сибири.....21

Хатмулина А.И., Поляков Д.В.

Обоснование интеллектуального заканчивания горизонтальной скважины
для освоения запасов тонкой нефтяной оторочки.....23

Шевко Н.А.

Автоадаптация иерархической модели нефтяной залежи к истории
разработки с использованием облачных технологий.....24

Юнусов И.Е.

Микросервисы расширяют горизонты: опыт применения
в нефтегазовой отрасли25

Цифровизация данных о работе добывающих скважин: полнота и точность информации

Н.Н. Андреева¹, Л.Н. Назарова¹, С.Н. Бахтий², А.А. Ефимов³, А.Н. Лищук⁴,
К.Н. Рысев⁵

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

²ООО «УК «Группа ГМС»

³АО «ГМС Нефтемаш»

⁴ООО «УК «Группа ГМС»

⁵Филиал АО «ГМС Нефтемаш» в г. Москве

Адрес для связи: andreeva.n@gubkin.ru

Ключевые слова: измерительная установка (ИУ), средство измерения (СИ), информационные модели месторождения, стадия разработки месторождения, автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), методика измерений (МИ), программируемый логический контроллер (ПЛК), промысловый блок автоматики и телемеханики

В работе показана роль точных и достоверных измерений количественных показателей нефти, воды и попутного нефтяного газа по отдельной скважине для поддержания корректной работы цифровых моделей разработки месторождения, расчета показателей экономической эффективности. Показана необходимость учета условий разработки месторождения при выборе технологии замера и конструктивного исполнения ИУ. Даны примеры совершенствования технологий измерения и конструктивных решений ИУ на примере сепарационных емкостей и ПСМ. Приведены ссылки на нормативные документы, регламентирующие применение СИ (ИУ) при проведении замеров дебитов отдельных скважин, требования к точности используемых СИ и параметрам измерений.

Приведена диаграмма «круговорота» движения данных по измерениям дебитов от скважинных замеров до расчета экономических показателей работы нефтегазодобывающего предприятия в целом.

Дано обоснование необходимости учета текущих условий разработки месторождения для выбора технологии проведения скважинных измерений и конструктивного исполнения применяемых ИУ.

Доказана актуальность получения информации по промысловым измерениям дебитов нефти, передачи ее в режиме реального времени для поддержания работы цифровых моделей: геолого-геофизической/гидродинамической модели, финансово-экономической модели, подготовки исходных данных для проектирования обустройства и конфигурации АСУ ТП.

На основании отзывов потребителей и специалистов заводского производства выявлены основные проблемы выполнения измерений наиболее распространенными

установками «Спутник», представлена системная инженерная работа по улучшению конструктивных характеристик установок за счет применения новых материалов и сплавов, замены гидравлического привода переключателя скважин на электрический. Представлена линейка АГЗУ, оснащенных сепараторами различного типа и объема, позволяющих учитывать свойства пластовых систем для достижения точности измерений. Произошел переход на оснащение измерительных установок расходомерами нефти и газа кориолисового типа, что позволило добиться повышения качества выполняемых измерений установками данного типа с учетом потребностей добывающего производства.

В связи с изменением характеристики извлекаемых запасов возникли новые запросы добывающих предприятий, в докладе приведены принципиальные технологические схемы ИУ для ТРИЗ и для месторождений высоковязких нефтей.

Дана информация по разработке прикладного ПО для расчета выходных данных по дебитам нефти, воды и попутного нефтяного газа ИУ. Приведена укрупненная схема передачи данных в систему верхнего уровня заказчика.

Практическое значение: в работе показана необходимость учета особенностей пластовых систем и стадии разработки месторождения для выбора технологии измерений, соответствующих геолого-физическим характеристикам месторождения и требованиям стандартов. Даны предложения по изменению норм технологического проектирования обустройства месторождений с целью выбора оптимальных компоновок ИУ и достижения точности измерений, заданной стандартом.

Взаимосвязь особенностей геологического строения кристаллического фундамента и перспектив доразведки сложнопостроенных залежей нефти и газа

С.Р. Бембель¹, Е.С. Милей², Р.В. Ахметзянов²

¹Тюменский индустриальный университет

²ООО «НТЦ НИС-Нафтагас»

Адреса для связи: bembel_gsr@mail.ru, milei.es@nis.rs

Ключевые слова: кристаллический фундамент, кора выветривания, трещиноватость горных пород, тектонические нарушения, сдвиговые деформации

По мере усложнения структуры разведываемых и разрабатываемых залежей нефти и газа стали актуальны вопросы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Сложные геологические условия залегания (большие глубины, блоковая структура залежей, различные водонефтяные контакты, малая размерность залежей) заставляют геологов тщательно оценивать риски бурения скважин.

Успешное решение задач поиска новых и доразведки уже открытых залежей УВ заключается в детальном и целостном изучении геологических особенностей объектов с точки зрения геодинамики, сейсморазведки и седиментологии, на основании комплексирования использования которых становится возможным уточнение геологической модели строения базальных отложений, выделение ключевых характеристик сложнопостроенной залежи УВ. Методы исследований включают детальную интерпретацию кубов и разрезов 3D сейсморазведки, анализ данных ГИС и исследований керна.

В качестве примера представлены данные отдельных месторождений территории Северный Банат в Республике Сербия. Объектами исследования являются базальные отложения, залегающие на породах фундамента и породы фундамента, преобразованные процессами регионального метаморфизма.

В строении кристаллического фундамента отмечаются такие особенности как наличие разломов, субвертикальных зон деструкций, выраженная мозаичность в морфологии поверхности кровли фундамента. Разломы в фундаменте играют не только структурообразующую роль, но и инициируют гравитационные процессы. На керне в интервалах фундамента (зеленых сланцах) найдены следы нефти, выявлены малоразмерные блоки в строении фундамента.

По результатам проведенных исследований сделан вывод, что в породах фундамента содержится флюид. В плотных породах фундамента (метаморфизованных сланцах) трещинный тип коллектора. В осадочной части присутствуют порово-трещинный и

поровый тип коллектора. Механизм формирования данного типа коллектора связан с активным разрушением – «брекчированием». Зоны разрушения, прилегающие к разломам, и зоны сдвига являются площадями увеличенной проницаемости.

В результате выполненных исследований по обобщению и комплексированию материалов структурных построений и литологических данных на новом перспективном участке было рекомендовано строительство эксплуатационной скважины, по результатам бурения которой в интервале на границе фундамента и осадочного чехла получен фонтанный приток нефти.

Актуальные подходы к освоению месторождений углеводородов в мелководных зонах шельфа арктических морей

Е.В. Богатырева¹, А.Д. Дзюбло¹, А.Е. Сторожева¹, К.В. Алексеева¹

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Адрес для связи: storozheva.a@gubkin.ru

Ключевые слова: газ, нефть, мелководный шельф, Арктика, транзитная зона, искусственный остров

В настоящее время первоочередным районом освоения газовых ресурсов континентального шельфа Арктики является прибрежно-транзитная зона Карского моря (Обская и Тазовская губы, Западно-Ямальский шельф). Здесь открыты крупные месторождения газа: Семаковское, Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Крузенштернское, Харасавэйское. Нефтяные месторождения на мелководном шельфе открыты в Печорском море (Варандей-море, Медыньское-море, Мадачагское) и в море Лаптевых (Центрально-Ольгинское).

Исходя из природно-климатических и инженерно-геологических условий арктических морей, варианты освоения прибрежных месторождений с использованием бурения наклонно-направленных скважин с берега или с островов, морских стационарных платформ со стальным или железобетонным основанием, искусственных островных сооружений со стальными понтонами, грунтовых островов являются наиболее предпочтительными.

По результатам инженерно-геологических изысканий и морской электроразведки прибрежной части акватории Карского моря установлено широкое развитие многолетнемерзлых пород.

Строительство и эксплуатация газовых скважин и морских трубопроводов в арктической зоне связаны со сложностями, обусловленными формированием ареалов оттаивания многолетнемерзлых грунтов в околоствольном пространстве и грунтов в основании газопроводов. Как следствие, возможны приустьевые просадки грунта, деформация сооружений и трубной обвязки скважин, обрушение берегового склона в районе выхода газопровода на берег.

Во избежание указанных явлений и для повышения эксплуатационной надежности инженерных объектов предлагаются новые технические решения, применение которых повысит промышленную и экологическую безопасность дорогостоящих проектов. Актуальным решением является усовершенствованный грунтово-ледовый остров.

Круглогодичная эксплуатация грунтово-ледового острова обеспечивается с помощью сезонно-действующих охлаждающих устройств, расставленных определенным образом. Такая конструкция грунтово-ледового острова позволяет ускорить строительство искусственных островов в условиях дефицита строительных материалов в Арктике.

Преселекция объектов для внедрения технологии полимерного заводнения в экстремальных условиях

В.В. Галимов¹, Р.Р. Бязров¹, М.А. Лагутина¹, Д.В. Арабов¹

¹ООО «ПМ-ГРУПП»

Адреса для связи: vgalimov@pmg-global.com, info@pmg-global.com

Ключевые слова: полимерное заводнение, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, выбор месторождений, методика ранжирования, экстремальные условия

Первичные методы разработки могут обеспечить добычу лишь 5–15 % извлекаемых запасов нефти на протяжении 1–5 лет, что, несомненно, недостаточно, учитывая среднюю продолжительность жизни месторождений – около 30 лет. Вторичные методы, подразумевающие искусственное поддержание пластового давления, позволяют поднять коэффициент извлечения нефти (КИН) лишь до 30–35 %. Внедрение технологий повышения нефтеотдачи, таких как полимерное заводнение, может значительно увеличить добычу нефти, вплоть до 50–60 % КИН на некоторых объектах. Полимерное заводнение может применяться как вторичный метод добычи, так и в качестве третичного, что дает ему преимущество перед большинством других методов увеличения нефтеотдачи.

Полимерное заводнение представляет собой закачку вязкой воды. За счет своих вязкостных свойств полимерный раствор способствует более полной выработке запасов нефти, повышая коэффициент охвата вытеснением и снижая негативное влияние неоднородности пласта по проницаемости.

Технология полимерного заводнения обладает широкими границами применимости, и, фактически, может быть применена везде, где уже используется или может быть внедрена система поддержания пластового давления (ППД), в том числе в достаточно экстремальных условиях.

Вопреки распространенному мнению, технология полимерного заводнения эффективна не только для вязких нефтей. При высоком контрасте проницаемости пласта происходит неравномерная выработка запасов, внедрение полимерного заводнения позволяет охватить ранее не дренируемые запасы, расположенные в менее проницаемых зонах.

Современные разработки в производстве химии для повышения нефтеотдачи позволяют расширить области применения технологии в части максимальных значений минерализации и температуры. Недавние исследования приводят успешные результаты тестов полимеров, стабильных при 130 °С в растворе с минерализацией 230 г/л.

В этой связи особенно актуальным становится исследование критериев применимости полимерного заводнения, а также создание комплексной методики отбора и ранжирования объектов для успешного внедрения технологии.

Авторами была разработана универсальная методика оценки перспективности месторождений-кандидатов для внедрения технологии полимерного заводнения, которая позволяет оперативно ранжировать объекты и фокусироваться на наиболее релевантных из них.

Признаки трудноизвлекаемости при отнесении пород к нетрадиционным нефтематеринским в процессе их комплексного изучения на этапах разведки и разработки

И.С. Гутман¹, А.Ю. Батури¹, М.Ю. Спасенных²,
Е.В. Козлова², Е.П. Симоненко³

¹ООО «ИПНЭ»

²Сколковский институт науки и технологий

³ООО «Помор-ГЕРС»

Адреса для связи: mail@ipne.moscow, baturin@ipne.moscow,
m.spasennykh@skoltech.ru, e.kozlova@skoltech.ru, info@pomorgers.ru

На сегодня к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) относят объекты с низкой проницаемостью (менее 2 мД), со сверхвысокой вязкостью нефти (свыше 10000 мПа·с), а также запасы углеводородов в нефтематеринских породах. Отнесение последних к ТРИЗ осуществляют по стратиграфическому признаку, в соответствии с которым трудноизвлекаемыми являются объекты в баженовской свите Западной Сибири, в отложениях доманикового типа в Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП и в хадумском горизонте в Предкавказье. Такой подход ограничивает возможность выявления и постановки на государственный баланс других подобных объектов, которые являются такими же трудноизвлекаемыми, но не соответствуют выбранным стратиграфическим единицам.

Важнейшим этапом при разведке объектов ТРИЗ является детальная корреляция разрезов скважин. Увязанные с ее результатами сейсмические исследования позволяют в ряде случаев обосновывать в плане границы потенциально продуктивных зон.

При выделении этих объектов в разрезе должны учитываться основные признаки ГИС: высокие значения УЭС по ИК, ПЗ, БК в связи с практически полным отсутствием связанной воды (доманикиты, баженины) и высоким нефтенасыщением; аномально высокие значения ГК в связи с аномально высокой радиоактивностью.

При геофизических исследованиях скважин, как правило, нефтематеринские породы не имеют четкого разделения на интервалы с нефтью или без нее, а выделяются как слой, имеющий ряд особенностей. Хороший результат дает нормализация, т.е. сравнение с некоторыми стандартными условиями, которые определяются для каждого объекта с возможным выделением коллекторов I и II типов.

При исследовании нефтематеринских объектов, представленных кероген-карбонатно-глинисто-кремнистыми породами с переменным содержанием компонентов, принципиальным является изучение литологических характеристик пород и важней-

шего породообразующего компонента – твердого органического вещества (керогена) и его производных (углеводородов).

Изучение углеводородного потенциала и нефтенасыщения нефтематеринской свиты осуществляется на основе геохимических исследований, основополагающим из которых является пиролиз Рок-Эвал. Он позволяет изучать свойства керогенонасыщенных отложений с ультранизкими ФЕС, способствующие генерации и аккумуляции углеводородов (по методике двойного пиролиза до и после экстракции).

По мере катагенетического созревания керогена в нем начинают образовываться поры, где скапливаются и сорбируются новообразованные углеводороды. При уменьшении количества керогена уменьшается его сорбционная способность, что позволяет каплям микро нефти сливаться между собой. На поздних этапах генерации в пределах главной зоны нефтеобразования свободная нефть получает возможность перемещаться по каналам и трещинам, образованным вследствие разложения керогена.

Особенностью целого ряда нефтематеринских объектов является аномально высокое давление в пласте. В связи с этим эффективность разработки без поддержания пластового давления из-за сложных геологических условий зависит от разницы между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, когда разработка при забойном давлении выше давления насыщения может осуществляться на упругом режиме. При небольшой разнице между начальным пластовым давлением и давлением насыщения время действия упругого режима сокращается, поскольку разработчики вынуждены снижать забойное давление ниже давления насыщения. В результате начинает выделяться растворенный газ, что ведет к росту газового фактора по сравнению с начальным газосодержанием. Выделение растворенного газа из нефти обуславливает повышение ее вязкости, а также выпадение из раствора смол и асфальтенов, которые, снижают проницаемость каналов миграции.

Таким образом, повышение вязкости нефти, снижение проницаемости каналов, а также стремление высвобождающегося растворенного газа попасть в скважину раньше нефти, приводит к проявлению менее эффективного режима растворенного газа. Когда практически весь газ из объекта исчезает, режим растворенного газа сменяется гравитационным.

Следовательно при подсчете остаточных извлекаемых запасов нефти наиболее эффективным является метод кривых падения добычи.

Инновационная технология «ТЕМПОСКРИН-ПЛЮС ВПП» – технология для дополнительной добычи нефти на месторождениях ТРИЗ

Д.А. Каушанский¹, С.Э. Сарманов¹

¹ИПНГ РАН

Адреса для связи: dak@ipng.ru, sarmanovsework@gmail.com

Ключевые слова: добыча нефти, Темпоскрин-Плюс, трудноизвлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), выравнивание профиля приемистости, сшитый полимерный гель

В статье приводится краткое описание технологий на основе реагентов «Темпоскрин», а также механизм действия и область применения технологий. Обозначены основные этапы развития и различия между поколениями технологий. Представлены критерии применимости для нынешнего поколения технологий. Приведены некоторые результаты лабораторных испытаний, позволивших сделать вывод о возможности применения реагента в условиях низких проницаемостей и высоких температур. Показаны результаты опытно-промышленных испытаний на Ачимовском и Приобском месторождениях. Проведен анализ эффективности основных технологий, применяемых на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Сделан вывод, что высокая рентабельность технологии «Темпоскрин-Плюс ВПП» на месторождениях с ТРИЗ обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат по сравнению с традиционными технологиями и методами повышения нефтеотдачи.

Особенности применения алгоритма разделения добычи УВ на примере нефтегазоконденсатного объекта разработки месторождения Западной Сибири

М.Г. Мавлетдинов¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: Mikhail.Mavletdinov@lukoil.com

Ключевые слова: учет углеводородной продукции, методика разделения добычи, алгоритм, компонентный состав газа, попутный нефтяной газ, газ газовой шапки, растворенный газ, определение типа насыщения залежи

Развитие технологий, законодательной базы в области недропользования и налоговой системы в настоящее время позволяют вводить новые объекты разработки, имеющие ряд факторов, осложняющих их эксплуатацию и считавшихся ранее нерентабельными. Среди таких объектов находятся и нефтяные оторочки с массивной газовой шапкой (ГШ). Основным подходом к разработке таких объектов является первоочередная добыча нефти, с целью минимизации ее потерь при падении давления в залежи. Однако даже при организации системы заводнения для поддержания пластового давления разработка нефтяной части залежи сопровождается локальными снижениями пластового давления, в результате чего происходит прорыв газовой шапки в нефтяную скважину. Прямым фактором, свидетельствующем о прорыве газа, является увеличенное значение газового фактора (ГФ) добываемой продукции по сравнению с начальным газосодержанием нефти. В случае прорыва газа ГШ необходимо производить корректный учет добываемой продукции, а именно производить количественную оценку добываемой нефти, конденсата, растворенного газа и газа ГШ. Корректное определение количества каждого типа добываемого газообразного и жидкого продукта позволяет недропользователю правильно списать запасы с государственного баланса в процессе разработки, а также составить достоверный прогноз добычи жидких и газообразных углеводородов (УВ).

В рамках представляемого доклада на примере разрабатываемого нефтегазоконденсатного объекта одного из месторождений Большешетской впадины показано применение алгоритма разделения добываемой из нефтяных скважин смешанной жидкой и газообразной углеводородной продукции.

В исследовании в основе алгоритма заложена методика распределения добычи жидких углеводородов (ЖУВ) и газа на основе данных промысловой отчетности (показатели из месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) и технологических режимов, данные исследований скважин, исследований флюидов и др.). Кроме того, показана возможность учета данных о компонентном составе газов для верификации полученных результатов разделения, а также для самостоятельного превентивного анализа типа добываемого флюида.

Результаты применения системно-ориентированного нестационарного заводнения на карбонатных коллекторах месторождений Тимано-Печорской провинции

**А.М. Петраков¹, Р.Р. Раянов², Е.Н. Байкова², А.В. Чукавина²,
Г.А. Фурсов³, Д.М. Пономаренко³, Ю.М. Трушин⁴,
О.Н. Зощенко⁴, М.С. Арсамаков⁴, А.В. Светковская⁴**

¹АО «ВНИИнефть»

²АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»

³ООО «СК «Руссветпетро»

⁴ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

Адрес для связи: ampetrakov@vniineft.ru

Ключевые слова: карбонатный коллектор, повышение нефтеотдачи, нестационарное заводнение, циклическое воздействие, метод изменения направления фильтрационных потоков, нефть, смачиваемость

Запасы нефти месторождений группы компаний «Зарубежнефть» относятся к различным видам отложений, в том числе с карбонатными коллекторами, к которым принадлежат разрабатываемые в настоящее время месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Висовое, Западно-Хоседаюское, Северо-Хоседаюское, Харьягинское.

Процесс разработки данных месторождений осложняется следующими геологическими факторами:

- развитая вертикальная и горизонтальная трещиноватость коллектора;
 - литолого-фациальная изменчивость продуктивных карбонатов, которая обуславливает значительную неоднородность ФЕС как по разрезу, так и по площади залежей;
 - смешанный тип смачиваемости породы-коллектора с преобладанием гидрофобного;
 - слабовыраженная капиллярная пропитка (Квыт около 5%);
 - наличие битуминозного вещества в порах (уменьшение доли подвижных запасов);
 - повышенная вязкость пластовой нефти (соотношение вязкости нефти и пластовой воды 10-25 ед.)
 - наличие парафинов, низкая газонасыщенность;
 - недостаточность пластовой энергии для фильтрации флюида из матрицы.
- К технологическим факторам риска относят:
- низкие коэффициенты вытеснения и охвата;
 - прогрессирующее обводнение;

- неэффективность вытеснения нефти водой;
- несформированная система ППД.

Многолетний опыт реализации нестационарного заводнения (НЗ) и изменения направления фильтрационных потоков (ИНФП), в том числе на месторождениях с карбонатными коллекторами, показывает, что эти методы регулирования разработки обладают широкими возможностями и требуют незначительных материальных затрат для их внедрения. Достоинством этих методов является также то, что они могут применяться практически на любом этапе разработки нефтяных месторождений. Теоретическое и экспериментальное объяснение метода нашло развитие в работах таких выдающихся ученых-нефтяников как М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман, В.Г. Оганджянц, А.Т. Горбунов и других.

Механизм процесса заключается в том, что в пластах с разной нефтенасыщенностью, обусловленной как макро- и микронеоднородностью, так и отбором жидкости и нагнетанием воды через скважины, искусственно создается неустановившееся состояние давления и движения жидкости. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбором жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения и снижения. При этом возникают благоприятные условия для эффективного проявления внутренних видов энергии залежей – упругости и капиллярных сил, под действием которых нефть полнее и равномернее вытесняется водой. Нестационарное воздействие, создавая знакопеременные перепады давления между зонами разной насыщенности, способствует преодолению прерывистого характера проявления капиллярных сил, выравниванию насыщенностей и, как следствие, повышению охвата заводнением неоднородных пластов. Изменение направления потоков жидкости между скважинами усиливает этот процесс.

Важную роль в эффективности нестационарного заводнения играют процессы капиллярной пропитки, за счет которой в период снижения пластового давления происходит интенсивное перераспределение жидкостей в пласте. В результате этого водонасыщенность более проницаемого (более обводненного) слоя уменьшается за счет вытеснения нефти из малопроницаемых прослоев.

На протяжении последних нескольких лет специалисты АО «ВНИИнефть» осуществляют научное сопровождение работ по повышению эффективности разработки Северо-Хоседаюского, Западно-Хоседаюского, Висового и Харьягинского месторождений с применением технологий системно-ориентированного НЗ и ИНФП с учетом текущего состояния разработки на основе многофакторного анализа, обоснования первоочередных участков воздействия, прогноза дополнительной добычи нефти и прироста запасов, комплексирования программ нестационарного воздействия с имеющимися программами ГТМ, МУН и возможных технологических ограничений для получения синергетического эффекта по объекту воздействия.

Основной целью данных работ является повышение эффективности разработки вышеуказанных месторождений за счет усиления выработки малопроницаемых участков пласта (матрицы коллектора) и недренируемых зон между скважинами, снижения отборов попутной воды и увеличения нефтеотдачи в целом.

Важно отметить, что применение технологий системно-ориентированного НЗ увеличивает рентабельность эксплуатации базового фонда скважин и снижает удельные операционные затраты на добычу нефти за счет максимального вовлечения в разработку недренируемых запасов и сокращения отборов попутно добываемой воды, потребления электроэнергии.

Накопленная дополнительная добыча нефти от реализации системно-ориентированного нестационарного заводнения по четырем перечисленным месторождениям на 01.11.2022 г. составила 46 тыс т, сокращение отборов попутно добываемой воды и непроизводительной закачки 42 тыс т. Прирост НИЗ на 1 доб.скв. в среднем составил 24 тыс т/скв. ДДН составляет около 6 % от добычи в целом по участкам воздействия.

Высокий показатель рентабельности работ ($PI > 1,15$ ед) достигается благодаря ключевым преимуществам технологий НЗ и ИНФП — минимальными операционными расходами (ОРЕХ) и реализацией в условиях промысла без привлечения дополнительного оборудования; низким удельным рискам за счет большого охвата действующего базового фонда скважин мероприятиями; возможности оперативной замены и переформирования программ.

Полученные результаты являются веским основанием для дальнейшего тиражирования и широкомасштабного применения нестационарного заводнения на других активах компании.

Применение вероятностного подхода к определению эффективных толщин на основе теоремы Байеса в отложениях кислых вулканитов Западной Сибири

В.Ю. Руденко¹, Д. Е. Гуренцов¹, С. С. Гаврилов¹

¹ЗАО «МИМГО»

Адреса для связи: gurentsov@mimgo.ru, rudenko@mimgo.ru

Ключевые слова: теорема Байеса, вероятность коллектора, кислые вулканиты, доюрский комплекс, нетрадиционный коллектор

В рамках данной работы рассмотрена возможность использования теоремы Байеса для расчета условной вероятности коллектора в кислых вулканитах Западной Сибири с последующим определением эффективных толщин. Отход от общепринятых алгоритмов выделения коллекторов обусловлен тем, что однозначная дифференциация коллекторов и неколлекторов в изучаемых отложениях практически невозможна, что объясняется следующими причинами:

- высокая неоднородность отложений;
- в целом не высокая проницаемость пор;
- множественные разнообразные вторичные изменения;
- наличие закрытых пор, а также трещин разной направленности, генезиса и масштаба.

В работе описаны основные проблемы отложений, сформирован граф обработки данных, одним из элементов которого является применение теоремы Байеса. Изложены теоретические основы метода, а также введено понятие сигмиды как функции вероятности коллектора. Проведены соответствующие расчеты и определена вероятность коллектора для каждого из выделенных петротипов. Сформулированы основные результаты и выводы.

Теорема Байеса — одна из основных теорем элементарной теории вероятностей, которая позволяет определить вероятность события при условии, что произошло другое статистически взаимозависимое с ним событие. Другими словами, по формуле Байеса можно более точно пересчитать вероятность, взяв в расчет как ранее известную информацию, так и данные новых наблюдений. Формула Байеса может быть выведена из основных аксиом теории вероятностей, в частности из условной вероятности.

Формула Байеса имеет вид

$$P(A|B) = \frac{P(B|A)P(A)}{P(B)},$$

где $P(A)$ – априорная вероятность гипотезы A ; $P(A/B)$ – вероятность гипотезы A при наступлении события B (апостериорная вероятность); $P(B/A)$ – вероятность наступления события B при истинности гипотезы A ; $P(B)$ – полная вероятность наступления события B .

При этом важно, что событие B может рассматриваться в форме вектора.

Ввиду истощения большинства месторождений с запасами традиционных коллекторов, все чаще вновь открытые залежи представляют из себя нетрадиционный коллектор, содержащий трудно извлекаемые запасы.

При работе с низкопроницаемыми трещинными коллекторами часто возникает проблема отсутствия надежных критериев для выделения эффективных толщин. Для построения петрофизической модели подобных отложений необходимо применять более технологичные методы, такие как статистический анализ, машинное обучение и др.

Применяемый в работе метод позволяет получить вероятностный вариант расчета эффективных толщин в зависимости от петротипа и пористости.

Применение подхода наиболее актуально в низкопроницаемых карбонатах, вулканогенных породах и аналогичных отложениях с отсутствием однозначных количественных и качественных критериев выделения коллекторов.

Практическое применение:

- рассчитанная условная вероятность позволяет органично объединять различные типы данных в единую систему;
- реализованная методика на основе условной вероятности позволяет оптимизировать подбор интервалов для испытаний скважин;
- представленная методика может быть использована для пересмотра потенциала и оптимизации разработки месторождений кислых вулканитов;
- полученный алгоритм решения может быть применен к другим объектам со сложным литологическим строением коллектора для решения задач оптимальной разработки месторождения.

Проектирование оптимальной схемы размещения новых скважин с учетом неоднородности геолого-петрофизических параметров эксплуатируемой зоны пласта

А.Ю. Сенцов¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «Когалымнипнефть» в г. Тюмени

Адрес для связи: Alexey.Sentsov@lukoil.com

При освоении участков, ранее не введенных в эксплуатацию даже на объектах, находящихся на поздней стадии разработки, специалисты сталкиваются с проблемой несоответствия данных геофизических исследований скважин (ГИС) вновь вводимых скважин с данными геологической модели участка и недостаточной достоверностью геологической основы участка. При этом полученные новые данные о геологическом строении участка, в процессе его освоения, зачастую приводят к необходимости в значительной степени менять проектные решения. Выполненный анализ более 2 тыс скважин показал, что в процессе реализации нового фонда в 50 % случаях внесены изменения в проектные решения.

Современные методы, применяемые для минимизации рисков при вводе в эксплуатацию новых участков на разрабатываемом месторождении, направлены на детализацию геологической модели участка. Это позволяет сузить границы неопределенности данных, но обоснование схемы размещения новых скважин на не освоенных участках, с учетом геологической изменчивости, подтвержденной в разбуренных частях эксплуатационного объекта, сегодня не выполняется, по причине длительной проработки большого объема данных.

Проведенный анализ влияния геологических параметров, на оценку запасов нефти на разрабатываемых месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная – Сибирь», показал, что риск не подтверждения геологического строения осваиваемого участка связан с геологическими параметрами, от которых зависят эффективные нефтенасыщенные толщины и площадь нефтеносности.

С целью повышения эффективности нового фонда на разрабатываемых месторождениях, разработан и внедрен подход, направленный на оптимизацию проектного фонда скважин. Его отличительной особенностью является применение существующих практик создания вариативных геологических моделей на месторождениях, которые находятся на поздней стадии разработки при оптимизации проектного решения по не освоенному участку с учетом геолого-геофизических рисков, подтвержденных на собственном объекте фактически введенными скважинами.

Киберфизические системы и технологии как приоритетное направление подготовки специалиста-нефтяника

В.В. Сидоров¹

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Адрес для связи: sidorov.v.v@gubkin.ru

Вектор развития современных нефтегазовых компаний направлен на достижение нового уровня управления бизнес-процессами и технологическими объектами на базе достижений четвертой промышленной революции «Индустрия 4.0», таких как: «большие данные» (big data), бизнес-аналитика, роботизация, цифровое моделирование (цифровые двойники), промышленный интернет вещей.

Подготовка специалистов, в том числе высшей квалификации, была и остается основной задачей Губкинского университета. В 2021 г. открыт прием на магистерскую программу «Киберфизические системы и технологии управления объектами нефтегазовой отрасли». Потребность в специалистах с мощным технологическим потенциалом и обширными знаниями в области ИТ-технологий, нацеленных на автоматизацию процессов и производств, решение фундаментальных и прикладных технологических задач, с каждым годом будет только возрастать.

В качестве ключевых объектов исследования и цифровизации рассматриваются морские нефтегазовые платформы, интегрирующие на своей основе технологии начиная от поиска и разведки углеводородов до освоения месторождений шельфа Арктических и Дальневосточных морей. Значительный интерес также представляют бизнес-процессы и технологические объекты нефтегазопереработки.

Кафедра информатики в содружестве с кафедрами факультета АиВТ и кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений строит образовательный процесс на основе проектного обучения, где в качестве предметной области рассматриваются реальные производственные задачи нефтегазовых компаний.

Ключевыми партнерами и заинтересованными сторонами в подготовке таких специалистов являются дочерние общества ПАО «Газпром», ООО «Газпром нефть», ПАО «Роснефть».

Повышение эффективности разработки ультранизкопроницаемых коллекторов на месторождениях Западной Сибири

И.С. Соколов¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Адрес для связи: Ilya.Sokolov@lukoil.com

На современный этап развития нефтедобычи в Западной Сибири поддержание и наращивание добычи нефти в большей степени обеспечивается, за счет ввода в разработку низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых пластов. Разработка подобных объектов ведется, как правило, с применением интенсивных систем разработки и применением ГРП на всем фонде пробуренных скважин.

Согласно действующим регламентирующим документам, выбор системы разработки ведется в проектном документе путем вариантных расчетов на гидродинамической модели (ГДМ). Которая, в свою очередь, имеет в основе детерминированную геологическую модель, соответствующую, имеющемуся на дату проектирования, представлению о начальном состоянии геологического объекта.

При этом, очевидно, что фактическое состояние геологического объекта, в каждый конкретный момент времени, определяется, в том числе, привнесенными в процессе разработки техногенными воздействиями. И чем выше интенсивность такого воздействия, тем сильнее изменения состояния геологического объекта. А, как показывает практика, в условиях низкопроницаемого пласта такие эффекты особенно заметны.

В процессе разработки меняются изначальные геомеханические, фильтрационно-емкостные свойства, тип коллектора из преимущественного порового преобразуется в порово-трещинный, что определяем в дальнейшем преимущественное направление движение пластового флюида.

Очевидно, что созданная таким образом техногенная система каналов низкого фильтрационного сопротивления (далее – НФС) не должна иметь случайный характер. Необходимо одновременно с обоснованием плотности сетки и системы размещения добывающих и нагнетательных скважин планировать организованную схему каналов НФС для их последующего использования в качестве элемента системы разработки.

Резюмируя изложенное, можно сделать вывод, что в случае, когда в процессе разработки провоцируется изменение структуры коллектора и механизма выработки запасов, «классическая схема» обоснования системы разработки, путем вариантных расчетов на исходной детерминированной геологической модели, требует корректировки в части учета динамического изменения геомеханического состояния коллектора.

В результате анализа реализации систем разработки на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» подтверждена актуальность разработки и внедрения методического подхода (алгоритма) обоснования системы разработки в условиях динамического преобразования структуры ультранизкопроницаемого порового коллектора.

Методами специальных геофизических, гидродинамических, трассерных исследований, а также на основании геолого-промыслового анализа доказан факт преобразования порового коллектора в коллектор порово-трещинного типа при интенсивной разработке.

Сформированы предложения по корректировке известной системы разработки одного из месторождений Сургутского района с применением системы каналов НФС в качестве элемента системы разработки.

Обоснование интеллектуального заканчивания горизонтальной скважины для освоения запасов тонкой нефтяной оторочки

А.И. Хатмуллина¹, Д.В. Поляков¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адреса для связи: Aygul.Khatmullina@lukoil.com, Dmitry.Polyakov@lukoil.com

Ключевые слова: многосегментная скважина, тонкая нефтяная оторочка, горизонтальные скважины, интеллектуальное заканчивание, прорывы воды и газа, шельфовое месторождение

По мере истощения «традиционных» запасов нефти актуальным направлением становится разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками. Высокий риск опережающего прорыва газа из газовой шапки с одной стороны и преждевременного подтягивания подошвенной воды с другой обуславливают необходимость поиска инструментов для повышения эффективности разработки нефтяных оторочек.

В работе представлены результаты гидродинамического моделирования объекта с нефтяной оторочкой одного из перспективных месторождений Каспийского региона. Разработка рассматриваемого объекта предполагается с применением системы горизонтальных скважин, что позволит продлить максимальный годовой уровень добычи нефти.

С целью решения проблем прорыва газа и воды на месторождении в гидродинамической модели реализован вариант нижнего заканчивания скважин с устройствами активного регулирования притока за счет использования многосегментных моделей скважин. Предлагаемый в работе алгоритм оптимизации переключений (изменения режимов работы) интеллектуальных устройств управления скважиной заключается в автоматизации регулирования площади поперечного сечения клапанов (соответствующих сегментов) при достижении в них заданных ограничений. Удобство данного подхода определяется возможностью гибко варьировать набор ограничений, охватывая ожидаемые «проблемные» проявления в стволах скважин с учетом геолого-физических характеристик разрабатываемых залежей и опыта эксплуатации аналогичных месторождений.

Рассчитаны технологические показатели разработки нефтяной оторочки изучаемого объекта в двух конфигурациях: многосегментные скважины с управлением сегментами и скважины без заканчивания. Результаты расчетов указывают на то, что предложенный авторами подход позволяет увеличить производительность скважин до 40 % по нефти сравнительно с вариантом без «интеллектуального» заканчивания. За счет позонного контроля за профилями притока возможно добиться продления периода «плато» добычи по месторождению на 20-25 % (до 12 мес.) и увеличения коэффициента нефтеотдачи по нефтяной оторочке (с 0,1 до 0,2 д.ед.)

Данные факторы могут сыграть важную роль в экономическом обосновании выбора варианта ввода в разработку второстепенного (при традиционном освоении) объекта с тонкой нефтяной оторочкой.

Автоадаптация иерархической модели нефтяной залежи к истории разработки с использованием облачных технологий

Н.А. Шевко¹

¹Газпромнефть Бадра Б.В.

Адрес для связи: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Ключевые слова: адаптация моделей, иерархическая модель, продвинутое огрубление, численное моделирование, ускорение расчетов, разработка залежей

Целью работы является ускорение и автоматизация процесса настройки полномасштабных фильтрационных моделей нефтяных залежей на историю разработки с применением новых вычислительных возможностей, предоставляемых облачными решениями (cloud computing).

Для ускорения и повышения надежности процесса поиска параметров настройки модели использовалась иерархическая модель, содержащая несколько уровней детализации. Каждый уровень такой модели построен на базе продвинутого огрубления (advanced coarsening), включающего повышение уровня (upgridding) сетки и масштабирование (upscaling) свойств базовой модели на заданный уровень детализации.

Традиционный алгоритм настройки параметров моделей модифицировался с учетом иерархичности модели. Начиная с верхнего (грубого) уровня выполняется настройка наиболее важных интегральных показателей залежи: среднее пластовое давление, параметры законтурной зоны, накопленные объемы закачки и добычи и т.п. На более детальных уровнях настраиваются интегральные и текущие показатели по скважинам.

Применение метода сглаживания ансамблей ES-MDA позволило создавать большие по размеру ансамбли, каждый элемент (реализация) которого независим друг от друга и может рассчитываться параллельно. Распределение расчетных сценариев ансамбля на облачные сервера позволяет при росте общего объема вычислений сократить время и число итерации по сходимости параметров при адаптации модели. Тестирование рассматриваемого подхода выполнялось в рамках полномасштабной модели трехфазной фильтрации нефти.

Показана успешная реализация и применение рассматриваемых алгоритмов с целью максимизации ускорения процесса адаптации полномасштабных моделей на основе многообещающей технологии облачных вычислений, позволяющей гибко подстраиваться к пиковым и массивным вычислительным нагрузкам. Общее сокращение времени получения приемлемого уровня адаптации достигает один-два порядка.

Внедрение в практику таких технологий позволит отработать методики автоматизированной настройки моделей с минимальной «ручной» работой специалистов и решить многие другие производственные задачи оптимизации на полномасштабных интегрированных моделях, тем самым – предоставить лучшие решения для бизнеса.

Микросервисы расширяют горизонты: опыт применения в нефтегазовой отрасли

И.Е. Юнусов¹

¹ООО «Индженикс Групп»

Адрес для связи: info@ingenix-group.ru

Ключевые слова: микросервисы, Ingenix Cost Manager, интернет-магазин, стоимостной инжиниринг, отечественное ПО

Среди основных тенденций развития современного рынка промышленных ИТ-прикладных решений можно выделить гибкость, способность подстраиваться под нужды и задачи конкретных компаний и даже отдельных пользователей внутри корпораций. Коробочные решения без возможности адаптации и кастомизации уходят в прошлое, сдавая позиции ИТ-инструментам, построенным на принципах low code/no code и конструирующим общее наполнение из отдельных функциональных элементов – «кубиков».

Разрабатывая собственные ИТ-решения, компания Ingenix Group придерживается концепции максимальной гибкости и скорости за счет повторного использования кода.

В качестве элементов, которые можно повторно использовать, был выделен ряд ключевых микросервисов. Использование микросервисной архитектуры позволяет:

- оперативно реагировать на потребности, как отдельных заказчиков систем, так и на новые требования рынка;
- учитывать объем услуг и способ их предоставления, востребованный каждым конкретным заказчиком;
- избегать необходимости блокировки целых ИТ-систем при обновлении отдельных микросервисов: расчетных моделей, интеграционных связей и т.д.

Таким образом, внедряемые Ingenix Group автоматизированные системы предпроектного стоимостного инжиниринга в нефтегазовой отрасли могут быть как частью сложных бизнес-процессов вертикально интегрированных компаний, так и удобным онлайн инструментом отдельного эксперта отрасли.

Микросервисный подход применяется Ingenix Group на целом ряде ИТ-решений в области предпроектного стоимостного инжиниринга нефтегазовых проектов и уже доказал свою эффективность и коммерческую привлекательность.