

СЕКЦИЯ «ИНОВАЦИОННОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ»**Применение устройств контроля притока в горизонтальных скважинах¹***Амирян Сергей Леонович**студент**Московский физико-технический институт (ГУ), факультет общей и прикладной физики, Москва, РФ**e-mail: serami85@yahoo.com*

Разработка нефтяных месторождений с риском раннего прорыва газа из газовой шапки и подошвенной воды горизонтальными скважинами в большинстве случаев позволяет достичь более высоких показателей добычи по сравнению с вертикальными скважинами. Тем не менее, горизонтальные скважины не являются панацеей от конусообразования и прорыва газа, к тому же их эксплуатация сопровождается потерей давления на трение в стволе скважины, что приводит к неравномерной выработке запасов даже в идеально однородном пласте. Одним из решений проблемы выравнивания притока в горизонтальных скважинах является применение устройств пассивного контроля притока (ICD). Принцип действия ICD заключается в создании дополнительного гидравлического сопротивления, величина которого зависит от притока на конкретном участке ствола скважины.

Целью данной работы является определение областей наиболее эффективного применения устройств ICD для различных геологических условий. Работа горизонтальной скважины, оборудованной устройством ICD, рассчитывается с помощью аналитической системы уравнений, описывающих систему «пласт-ICD-скважина». Показано, что основной величиной, которой можно охарактеризовать целесообразность применения ICD в том или ином случае, является величина неоднородности притока в различные участки скважины.

В статье приведен алгоритм расчета величины неоднородности и соответствующего минимального значения дебита нефти, при котором использование ICD экономически целесообразно. По результатам расчетов в координатах «дебит нефти на единицу длины – неоднородность притока» построены карты применимости устройств данного типа, которые могут быть использованы для проведения экспресс-оценки эффективности использования устройств пассивного контроля притока в каждом конкретном случае. Использование данного метода оценки позволит:

- осуществить рациональное применение ICD, что значительно сократит затраты на заканчивание скважин разрабатываемого месторождения;
- выделить скважины, где применение ICD позволит значительно увеличить добычу нефти.

Литература

1. Henriksen K.H., Gule E. I., etc // Case Study: The Application of Inflow Control Devices in the Troll Oil Field, SPE 100308
2. Alkhelaiwi F. T., Davies D. R. // Inflow Control Devices: Application and Value Qualification of a Developing Technology, SPE 108700
3. Антоненко Д. А., Мурдыгин Р. В., Хатмуллина Е. И., Амирян С. Л., // Оценка применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах, Нефтяное Хозяйство, 11'2007

¹ Тезисы доклада основаны на результатах исследований проводимых в Корпоративном Научно-Техническом Центре ОАО «НК «Роснефть»

4. Антоненко Д. А., Амирян С. Л., Мурдыгин Р. В., Хатмуллина Е. И. // Влияние изменения параметров оборудования для контроля притока на эффективность его применения в горизонтальных скважинах, Научно-Технический Вестник ОАО «НК «Роснефть», 5-2007

Лицензирование как инструмент управления ресурсами недр.

Бабий Наталья Валериевна

магистрант

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: babiy_natalya@mail.ru

Обеспеченность страны природными ресурсами - важнейший экономический и политический фактор развития национального хозяйства. Структура природных ресурсов, величина их запасов, качество, степень изученности и направления хозяйственного освоения оказывают непосредственное влияние на экономический потенциал. Россия занимает ведущее место в мире по объему разведанных запасов минерального сырья.

Недра России являются государственной собственностью и предоставление права пользования ими для добычи полезных ископаемых не означает отказ государства от прав собственности и допускает лишь передачу собственности на добытые из недр полезные ископаемые.

Главная цель государственной политики в сфере недропользования, по мнению Шаклеина С.В. - это создание оптимальных условий для поисков и разведки месторождений нефти и газа, т.е. для воспроизводства ресурсной базы углеводородов. В своей работе² он предлагает мероприятия по созданию таких условий. Одним из таких мероприятий является планомерная политика лицензирования со стороны государства. Следует отметить, что в последнее время возрастает количество проводимых аукционов и конкурсов на получение лицензионного участка.

Основываясь на работах различных авторов, нами были выделены актуальные проблемы в сфере лицензирования пользования недрами и обосновано мнение, что в настоящее время лицензирование является основным и единственным механизмом, регулирующим порядок предоставления недр в пользование.

В процессе исследования были рассмотрены, наряду с механизмом лицензирования, следующие механизмы предоставления в собственность недр, а именно: концессионные договоры и Соглашения о разделе продукции (далее СРП).

В результате проведенного анализа, мы пришли к выводу, что в настоящее время реально действует только механизм лицензирования. Так, концессионные договоры не только не применяются при пользовании недрами, но и этот механизм не прописан в основном Федеральном Законе РФ «О недрах». Хотя следует отметить, что на протяжении определенного периода времени именно концессионные договоры имели первостепенное значение. Концессии применялись преимущественно для иностранных инвесторов.

Что касается СРП, то следует отметить, что в настоящее время они реализуются лишь на трех участках: Сахалин, Самотлорское месторождение, Харьягинское

¹ См. Шаклеин С.В. Конкурс на получение права пользования недрами как механизм, способствующий технологической модернизации добычи полезных ископаемых // «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление», №4/2006 г.

месторождение. На наш взгляд, это свидетельствует о не эффективности применения данного механизма.

Литература:

Нормативно-правовые акты:

1. Федеральный Закон «О недрах» (в ред. от 01.12.2007) // www.consultant.ru.
2. Федеральный Закон «О СРП» (в ред. от 24.12.2004) // www.consultant.ru.
3. Федеральный Закон «О концессионных соглашениях» (в ред. от 04.12.2007) // www.consultant.ru.
4. Положение «О порядке лицензирования пользования недрами» (в ред. от 26.06.2007) // www.consultant.ru.

Научная литература:

1. «Лицензирование в системе государственного управления» / Ю.П.Емельянов. – М., 2000. – 125 с.
2. «Лицензирование пользования недрами» / Ф.З.Хафизов, В.М.Матусевич, М.Ф.Хасанов. – Тюмень, 2002. – 91 с.
3. «Соглашения о разделе продукции в России»/ А.Б.Василенко. – М.: Издательский центр «Классика», 2002. – 360 с.
4. «Концессионные соглашения: теория и практика» / С.А.Сосна. – М.: ООО «Нестор Академик Паблишер», 2002. – 252 с.
5. «Земельно-имущественные отношения и недропользование: основы управления»/ Л.И.Кошкин, М.М.Соловьев, С.А. Кимельман. - М.- ВШПП, - 2006 – 320 с.
6. «Правовое регулирование отношений недропользования в Российской Федерации и зарубежных странах» / Д.В. Василевская. - М. - 2007. – 351 с.
7. С.В, Шаклеин « Конкурс на получение права пользования недрами как механизм, способствующий технологической модернизации добычи полезных ископаемых» // «Минеральные ресурсы России: экономика и управление», №4, 2006 г.

Окисление органических соединений серы пероксидом водорода в присутствии краун-эфиров и пероксокомплексов металлов.

Баишев Марат Хасанович

магистрант

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Высшая школа инновационного бизнеса, Москва, Россия

E-mail: mhbaishhev@mail.ru

Основной трудностью в традиционных процессах гидродесульфуризации, проходящих при температурах 340-360°C и давлениях 3,5-4 МПа, является низкая реакционная способность в реакциях гидрогенолиза поликонденсированных производных тиофена. Высокие энергозатраты и большой расход водорода заставляют искать другие пути извлечения серы из нефтепродуктов.[1]

Одним из возможных способов удаления сероорганических соединений является окисление их пероксидом водорода с последующим отделением продуктов окисления. Суть этого способа состоит в увеличении полярности сернистых соединений, следовательно увеличении их растворимости в полярных растворителях и адсорбционной способности. В качестве катализаторов окисления используют различные кислоты [2], оксиды металлов, пероксокомплексы металлов[3].

В настоящей работе изучалось окисление сероорганических соединений, содержащихся в высококипящих фракциях нефти, пероксидом водорода в присутствии

краун-эфиров и пероксокомплексов металлов. Найденные условия окисления были применены для удаления избыточной серы из дизельного топлива.

Литература

1. Асланов Л.А., Анисимов А.В. Избирательное удаление серосодержащих соединений из нефтепродуктов с помощью ионных жидкостей// Нефтехимия, 2004, том 44, №2.
2. Шарипов А.Х. Нигматуллин В.Р. Удаление серы из гидроочищенного дизельного топлива// Химия и технология топлив и масел, 2005, №3.
3. Федорова Е.В., Жирков Н.П., Тараканова А.В., Иванов А.А., Сенявин В.М., Сурин С.А., Анисимов А.В., Тулякова Е.В. Окислительное обессеривание дизельного топлива пероксидом водорода в присутствии ванадиевых пероксокомплексов// Нефтехимия, 2002, том 42, №4.

Управление состоянием водных ресурсов городов

Билокур Ксения Владиславовна

магистрант

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Высшая школа
инновационного бизнеса, Москва, Россия*

E-mail: kseniabkv@yandex.ru

Актуальность выбранной тематики обусловлена тем, что вода является ключевой проблемой городских территорий. Рост потребления водных ресурсов может быстро исчерпать запасы воды – важнейшего фактора, определяющего размещение производительных сил. Особо остро эта проблема проявляется вблизи крупных промышленных городов и центров урбанизации, так как практически все они расположены рядом с водоемами пресной воды, будь то реки или озера. Города потребляют в 10 и более раз больше воды в расчете на одного человека, чем сельские районы, а загрязнение водоемов достигает катастрофических размеров. Объемы сточных вод достигают 1м² в сутки на одного человека. Поэтому практически все крупные города испытывают дефицит водных ресурсов и многие из них получают воду из удаленных источников. Водоносные горизонты под городами сильно истощены в результате непрерывных откачек скважинами и колодцами, а кроме того загрязнены на значительную глубину.

Целью работы является изучение современного состояния водных ресурсов городов и разработка предложений по достижению устойчивого потребления водных ресурсов в России на примере города Орска.

Проведен анализ причин расточительного водопотребления в России. Показано, что основными факторами неудовлетворительного состояния водных ресурсов являются: несовершенство системы управления водным сектором, отсталость технологий водоочистки, неумение рационально использовать воду, плохое качество труб и строительно-монтажных работ, а также несовершенство санитарно-технических приборов.

Изучен опыт ведущих стран в области управления водными ресурсами городов.

В результате были выработаны следующие предложения по достижению устойчивого потребления водных ресурсов:

1. При принятии решения о выдаче лицензии на водопользование ориентироваться не на состояние вод, а на техническое оснащение водопользователя (принципы «наилучшая имеющаяся технология», «удовлетворение требованиям состояния техники»).

2. Пересмотреть стандарты потребления и порядок установления цен на воду с целью повышения эффективности системы водообеспечения города.

3. Изучать и применять на практике инновационные решения в сфере водопользования.

Реализация этих мер позволит снизить антропогенное воздействие на водные ресурсы городов как средство решения экологических проблем и обеспечения экологической безопасности России.

Литература

1. Вода России. Водохозяйственное устройство / Под науч. ред. А. М, Черняева; ФГУП РосНИИВХ. – Екатеринбург: Издательство «АКВА-ПРЕСС», 2000. – 428 с.
2. Вода России. Экономико-правовое управление водопользованием / Под науч. ред. А. М, Черняева; ФГУП РосНИИВХ. – Екатеринбург: Издательство «АКВА-ПРЕСС», 2000. – 408 с.
3. Гиряева В.Н. Реформирование и совершенствование водного права и охраны вод в Германии. // Иностранное право: Сборник научных статей и сообщений/ Под ред. Крыловой Н.Е., Серебrenниковой А.В. – М.: МАКС Пресс, 2005, стр. 81-90
4. Государственный доклад «О состоянии и использовании водных ресурсов Российской Федерации в 2004 году». – М.: МПР РФ, 2006. – 395 с.
5. Марфенин Н. Н. Устойчивое развитие человечества. – М.: Издательство МГУ, - 2007. - 624 с.

Особенности моделей становления холдинговых компаний в нефтегазовом бизнесе.

Битоков Алим Асланбекович

студент

Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: abitokov@gmail.com

Предприятия холдингового типа впервые появились в США в конце XIX века как разновидность компаний финансового типа, создаваемых для владения контрольными пакетами акций других компаний в целях контроля и управления их деятельностью. Юридическая основа образования холдингов появилась в 1889 г., когда в штате Нью – Джерси было разрешено создавать холдинговые компании в указанном выше смысле. Преобразование трестов, являвшихся в то время крупными монополистическими корпорациями, в компании холдингового типа позволяло этим объединениям обходить антитрестовский закон Шермана, поскольку предприятия, входящие в холдинг, сохраняли формальную самостоятельность от головной компании. Уже в 1928 году из 513 крупнейших корпораций Соединённых Штатов Америки, акции которых котировались на Нью-Йоркской фондовой бирже, 487 имели холдинговую организацию. В настоящее время практически все крупнейшие компании Соединённых Штатов Америки и Западной Европы имеют холдинговую структуру.

Хотя первые холдинговые компании в России появились не так давно (после принятия 3 июля 1991 года Закона РФ «О приватизации государственных и муниципальных предприятий в Российской Федерации»), они успели приобрести широкое распространение. Корпорации холдингового типа образовались и в нефтегазовой отрасли. Становление холдингов происходило согласно одной из четырёх моделей образования: модель основания, модель слияния, модель разделения, модель выделения дочерней компании. Каждой из них присущ тот или иной набор преимуществ и условий воплощения. Основывая на теории систем, мною был проведён анализ характеристик каждой из модели становления холдинговой компании. Базой

исследования являлись как крупнейшие нефтегазовые компании России, так и иностранные холдинговые компании. Результатом работы стало уточнение характеристик и определение особенностей всех моделей становления.

Литература

1. Натаниэль Фут, Дэвид Хенсли, Макс Лэндсберг, Роджер Моррисон. Роль корпоративного центра. «Вестника McKinsey», номер 1(3)., 2003.
2. Данников В.В. Холдинги в нефтегазовом бизнесе: стратегия и управление. М. Элвойс-М., 2004.
3. Шиткина И.С. Предпринимательские объединения. М.: Юристъ., 2001.
4. Мотылев В.Е. Финансовый капитал и его организационные формы. М., 1959.
5. Петухов В.Н. Корпорации в российской промышленности: законодательство и практика. М., 1999.
6. Ованесов А. Особенности системы управления по целям в холдинговых компаниях. "Про-инвест Консалтинг", www.e-executive.ru

Прогнозирование и сценарное планирование развития альтернативной энергетики

Битоков Мурат Асланбекович

студент

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: M_Bitokov@mail.ru

Проблема грядущего дефицита энергоносителей, связанная, как с бурным экономическим ростом развивающихся стран, так с выработкой месторождений легко извлекаемого углеводородного сырья требует от государств пересмотра энергетической политики в области альтернативной энергетики. Моя работа посвящена прогнозированию развития альтернативной энергетики во всем мире и в России. В ней также рассматривается применение прогнозов для корректировки стратегий компаний топливно-энергетического комплекса.

Из прогнозов на 20-30 лет большинства нефтегазовых компаний миру не следует ждать существенного понижения цен на энергоносители. Ограниченность возможностей атомной и гидроэнергетики не противоречит этому предсказанию. В этой связи тенденция к увеличению роли альтернативных источников энергии на фоне сокращения их себестоимости сохранится. Такие источники, как правило, высокотехнологичны и требуют особой государственной политики по их внедрению и использованию.

Среднесрочное прогнозирование ввиду сложности проблемы базируется на экспертных оценках и SWOT-анализе. Требуется рассмотрение каждого типа альтернативной энергетики:

1. Ветряная
2. Производство биотоплива
3. Солнечная
4. Геотермальная
5. Водородная.

Выводы:

1. Большинство долгосрочных сценариев говорят об увеличении роли альтернативных источников энергии. Доля каждого источника будет определяться темпами его технологического совершенствования и ценой на углеводородное топливо.

2. Среднесрочные прогнозы показывают целесообразность локального внедрения определенных источников альтернативной энергии исходя из экологических и экономико-географических особенностей региона.

3. Наиболее безрисковыми и быстрокупаемыми видами альтернативной энергии для России являются биотопливо и ветряная энергия.

Комплексная оптимизация систем разработки месторождений

Буринов Давид Артурович

Студент

МФТИ(ГУ), Москва, Россия

E-mail: d_burinov@rosneft.ru

Несмотря на значительное развитие гидродинамических симуляторов, одним из основных вопросов проектирования разработки месторождения остается выбор системы разработки. При выборе из двух десятков существующих сегодня систем разработки (если учитывать использование горизонтальных скважин) и при определении оптимального расстояния между скважинами количество вариантов превышает сотню. Решение подобной задачи прямым перебором даже с использованием современных гидродинамических пакетов оказывается очень трудоемким процессом. Таким образом, необходимы критерии, позволяющие еще на предварительной стадии значительно сузить диапазон рассматриваемых вариантов.

Одним из таких критериев является коэффициент охвата - один из основных показателей при выборе наилучшего варианта системы разработки, позволяющий учесть влияние размещения и закачивания скважин на эффективность заводнения и в конечном итоге на величину коэффициента извлечения нефти (КИН). Использование коэффициента охвата позволяет производить отбор для дальнейшего моделирования одной из нескольких систем разработки, характеризующихся одинаковыми интенсивностями добычи компенсацией добычи закачкой.

В данной статье приведены результаты расчетов коэффициентов охвата для различных систем разработки месторождений (различное соотношение, размещение и конструкция добывающих и нагнетательных скважин).

Компьютерное геологическое моделирование как новейший метод исследования недр.

Гарин Г.Н.

Магистрант 2 года обучения

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Высшая школа инновационного бизнеса, Москва, Россия

НТЦ «РуссНефть»

garin@ntc.russneft.ru

В настоящее время вопрос о пространственном геологическом моделировании с применением ЭВМ – новое течение в геологии как у нас, так и за рубежом. Средства и методы информационной технологии в данное время применимы в различных сферах деятельности человека. Также не безуспешно использование информатики в науках с определенно требуемым классом точности, оперируемым с различными величинами, выраженными в количественной форме, поддающимся измерениям и последующей математической обработке. В подобных дисциплинах процедуры геологического моделирования успешно заменяются методами «вычислительного эксперимента», позволяющими избегать сложных и дорогих натурных опытов на моделях и заменять их расчетами на ЭВМ. На сегодняшний день накоплен опыт и достигнуты определенные успехи внедрения информационной технологии в геологические науки. Но несмотря на потрясающие возможности этой технологии и современных вычислительных средств,

сфера применения их в области технических наук, а именно в геологии, не является широкой.

На основе вышесказанного я смею заключить, что внедрение новых методов не только нужно но и необходимо, поскольку потребности растут, а следовательно и затраты на разведку и добычу полезных ископаемых. Современные геостатистические методы построения компьютерной модели позволяют отслеживать в динамике выработку полезного сырья, а на начальных этапах прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

Использован комплексный метод исследования, заключающийся в анализе и обобщении существующей технологии построения гипсометрических планов, метода геолого-математического моделирования.

1. Цель данной работы:
2. Изучить современное состояние способов интеграции данных для целей построения геологической модели месторождения
3. Изучить современное состояние методов динамической инверсии сейсмических данных
4. Применить интегрированный подход к геологическому моделированию с помощью стохастической инверсии сейсмических данных на примере одного из месторождений на севере России
5. Оценить значимость разных типов информации при ее включении в геологическую модель
6. Проанализировать возможные усовершенствования методологии применительно к данной геологической задаче и задачам сходного типа

Литература:

1. Dubrule.O. “Geostatistics for seismic data integration in earth models”, Society of Exploration Geophysics and European Association of Geoscientists & Engineers, 2003.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, Минтопэнерго РФ, М., 2000.
3. Азиз. Х., Сеттари. Э., Математическое моделирование пластовых систем, Недра, М., 1982.

Коэффициент охвата модели месторождения с учетом геостатистических параметров и степени укрупнения в условиях сложнопостроенных коллекторов

Глечиков Павел Владимирович

студент, 6 курс

Московский физико-технический институт, Москва, Россия

E-mail: glech@mail.ru

В работе рассматривается геологическая модель месторождения со сложнопостроенными коллекторами (коллекторами с многочисленными тонкими пропластками). Основными параметрами, определяющими структуру коллекторов при геологическом моделировании, являются радиус корреляции вариограммы и коэффициент песчаности.

В данной работе исследуется влияние процесса укрупнения модели на накопленную добычу нефти и коэффициент охвата при различных радиусах корреляции вариограмм и проводится анализ методов укрупнения наиболее применимых для

данной модели. Также рассматривается зависимость коэффициента охвата от основных параметров геологического моделирования и ее аппроксимация аналитической зависимостью.

Для двух различных вариограмм получена зависимость для простого метода укрупнения (с использованием среднего арифметического и гармонического для усреднения проницаемости) и тензорного метода. Так же рассматривается вопрос о подборе слоев для укрупнения простым пропорциональным способом или непропорциональным с использованием значений отклонения водонасыщенности от начального значения по слоям. Изначально коллектор насыщен нефтью, поэтому слои имеют минимальную водонасыщенность. Рассчитывая среднюю водонасыщенность по слою на последнюю дату расчета симулятора, получаем новые значения водонасыщенностей. Разность этих величин и есть показатель участия слоя в перетоках, слои со схожими показателями объединяются в один.

В ходе моделирования было получено, что тензорный метод менее загружает исходную геологическую модель и менее завышает коэффициент охвата. Также было получено, что более обоснованный подбор слоев на укрупнение приводит к лучшим результатам для обоих методов осреднения свойств, но тензорный способ лучше себя проявляет.

Литература

1. Оливье Дюбрул. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. EAGE, 2002.
2. Steven F. Carle and Graham E. Fogg Transition Probability-Based Indicator Geostatistics. Mathematical Geology, Vol. 28, No. 4, 1996

Экспертная система первичного выбора системы разработки месторождения

Голубева Ольга Борисовна

Студент, бакалавр

Московский Физико-Технический Институт (ГУ) Факультет аэрофизики и космических исследований 3 Москва, Россия

E-mail: golubeva_olga@mail.ru

Существующая практика проектирования разработки месторождений нефти и газа предусматривает расчет и сравнительный анализ различных систем разработки. Учитывая также расчет различных плотностей размещения скважин для всех систем разработки и различные варианты воздействия на пласт, охват всех возможных комбинаций гидродинамическим моделированием требует привлечения большого количества ресурсов.

Для решения этой проблемы необходимо применять критерии отсева заведомо неэффективных комбинаций параметров систем разработки месторождений. При этом данные критерии зачастую основаны на опыте и субъективных предпочтениях инженера-разработчика. Другим способом первичного отбора вариантов для детального моделирования является применение экспертных систем, основанных на инженерных методиках расчетов показателей. Такие системы позволяют провести ранжирование наиболее перспективных вариантов разработки для достижения максимальных КИН и технико-экономических показателей и существенно сократить объемы работ по трехмерному гидродинамическому моделированию.

¹ Работа выполнена в КНТЦ ОАО «НК «Роснефть» на базе кафедры «Нефтяной инжиниринг и геофизика месторождений углеводородов»

В данной работе приведен алгоритм, включающий в себя принципы, критерии и расчеты, позволяющие осуществить первичный отбор систем разработки для месторождения в зависимости от его характеристик. Данный алгоритм позволяет оценивать различные системы взаимного расположения и закачивания скважин, а также производить первичную оценку уровней добычи, КИН и экономических показателей разработки месторождений.

Литература

1. Mark P. Walsh and Larry W. Lake, A generalized approach to primary hydrocarbon recovery, Handbook of petroleum exploration and production, 4, Elsevier 2003
2. G. Paul Willhite “Waterflooding” Petroleum Eng. Richardson, TX 1986
3. М. Маскет, Течение однородных жидкостей в пористой среде, М. –Ижевск: ИКИ 2004
4. С.Е. Hansen, SPE, EOG Resources Inc., and J. R. Fanchi, SPE, Colorado Schoole of Mines: “Production/Injection Ratio: The Key to Understanding Pattern Flow Performance and Optimizing Waterflood Design”, SPE 75140
5. G.H. Grinestaff: “Waterflood patter allocations: quantifying the injector to producer relationship with streamline simulation” SPE 54616, BP Exploration (Alaska) Inc.
6. Hubert J/ Morel-seytoux: “Analytical-Numerical Method in Waterflooding Predictions”, SPE 985, Chevron research Co. LA Habra, Calif.
7. William E. Brigham: “Fluid flow in various patterns and implications for EOR pilot flooding”, SPE, Standfort U.
8. G. Zangl and R. Hermann: “Waterflood pattern optimization using genetic algorithms with multi-tank material balance”, SPE 90259, Schlumberger information solutions
9. Yan Pan, Roland N. Horne: “Improved Methods for Multivariate optimization of field development scheduling and well placement design”, SPE 49055, Standfort University

Состав органических осадков нефтей Юго-западной Якутии и мероприятия по их удалению¹

Иванова Изабелла Карловна, Шиц Елена Юрьевна, Рыкунов Александр Александрович

кандидат химических наук, доцент

Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия

E-mail: iva-izabella@yandex.ru

Введение

Газонефтяные месторождения Юго-западной Якутии расположены в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород, поэтому для продуктивных горизонтов присущи аномально низкие пластовые температуры и давления. Нефти этих месторождений являются малосернистыми и имеют преимущественно метановый состав, повышенное содержание асфальтенов и смол. Перечисленные факторы способствуют осаждению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности добывающего оборудования и в призабойной зоне пласта (ПЗП), что снижает продуктивность нефтяных скважин.

Таким образом, выход из создавшейся ситуации заключается в индивидуальном подборе для нефтей Якутии, залегающих в специфических термобарических условиях, доступного, дешевого и эффективного растворителя АСПО комплексного действия.

Методы

Групповой состав АСПО определен при помощи адсорбционных методов анализа по Маркуссону [1]. Оценка эффективностей действия растворителей с присадками производилась в статических условиях по методике НПО «Нефтепромхим» [2].

Результаты

АСПО характеризуется высоким содержанием парафиновых УВ (72,9% мас.), поэтому в качестве основы композиции для разрушения структуры АСПО выбран гексан. В качестве присадки, усиливающей растворяющую и сольватирующую функцию базового растворителя изучались концентраты ароматических УВ - полиалкилбензолная смола (ПАБС); жидкие продукты пиролиза (ЖПП); этилбензолная фракция (ЭБФ), бутилбензолная фракция (ББФ). В качестве присадки, обладающей детергентно-диспергирующими свойствами, изучалось НПАВ - Неонол АФ-9-10. Исследована эффективность использования индивидуальных присадок, а также композитов при массовом содержании их в базовом растворителе от 0,5 до 3 %.

Установлено, что наиболее эффективной для удаления АСПО нефтей Юго-Западной Якутии можно считать углеводородный растворитель с ЖПП с общей концентрацией 0,5 % мас. в базовом растворителе. Использование этой присадки позволяет повысить эффективность разрушения и растворения АСПО в 1,6 раза по сравнению с базовым растворителем. Видимо, усиление растворяющей способности происходит, за счет того, что присадка ЖПП повышает растворимость смол, которые цементируют между собой отдельные кристаллы парафина, частицы асфальтенов и механических примесей.

Литература

1. Рыбак М.С. Анализ нефти и нефтепродуктов. – М.: ГНТИНГТЛ, 1962. – 888 с.
2. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений в добыче нефти / Головки С.Н., Шамрай Ю.В., Гусев В.И., Люшин С.Ф. и др. – М., 1984. – 85 с. – (Обзор.информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело»).

¹ Тезис основан на материалах исследований, проведенных в рамках гранта Президента Российской Федерации (грант МК-4561.2007.5).

Экологическая безопасность Удмуртской Республики и пути ее совершенствования (на примере компании ОАО «Белкамнефть»).

Игнатко Татьяна Анатольевна

магистрант

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Высшая школа
инновационного бизнеса, Москва, Россия*

E-mail: batrashkina_t@mail.ru

Проблема устойчивого развития общества, осознанная вследствие очевидной ограниченности природно-ресурсного потенциала, является чрезвычайно важной. В условиях растущего техногенного воздействия на окружающую среду актуальна не только проблема борьбы за сохранение природной среды, но и об оптимальных возможностях использования возобновляемых и невозобновляемых ресурсов.

В такой ситуации особенно важна объективная информация о фактическом состоянии окружающей среды, что становится возможным путем организации специальных систем наблюдения, контроля, оценки и прогноза состояния окружающей среды.

Экологический мониторинг – информационная система наблюдений, оценки и прогноза изменений в состоянии окружающей среды, созданная с целью выделения антропогенной составляющей этих изменений на фоне природных процессов [2].

Сам процесс наблюдений в мониторинге не является его непосредственной целью: наблюдения, последующий анализ и оценка – всего лишь средства для достижения главных целей мониторинга: разработки прогноза развития системы и

принятие на его основании рекомендаций и решений по управлению рассматриваемой системой [3].

Региональный мониторинг отличается от общегосударственного не только масштабом наблюдения, но и тем, что его задачи и приоритетные направления определяются с учетом экологических, экономических и социальных особенностей конкретной территории [1].

В настоящей работе изучалось воздействие природно-техногенных систем и, в частности нефтедобывающего предприятия ОАО «Белкамнефть», на состояние окружающей природной среды Удмуртской Республики и человека.

Литература

1. Веницианов Е.В. и др. Экологический мониторинг: шаг за шагом, Под ред. Е.А.Заика. — М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2003.
2. Израэль Ю. А. Экология и контроль состояния природной среды. — М.: Гидрометеиздат, 1984.
3. Королев В.А. Мониторинг геологических, литотехнических и эколого-геологических систем./ Учеб. пособие. Под редакцией В.Т. Трофимова.-М.: КДУ, 2007

О выборе оптимальной технологии заканчивания скважины

Истомин А.Е.(МФТИ, КНТЦ ОАО "НК "Роснефть")

Студент 6 курса

Московский физико-технический институт, Россия, Москва

E-mail: istominu@mail.ru

При проектировании разработки месторождения одним из ключевых вопросов является выбор оптимальной технологии заканчивания скважин. От выбора конструкции и технологии заканчивания скважин (горизонтальные либо вертикальные, с ГРП или без) зависят не только дебиты нефти и технологичность процесса нефтедобычи, но и величина конечной нефтеотдачи и эффективность разработки месторождения в целом.

Для принятия однозначного решения о типе заканчивания скважин необходимо выполнить комплекс расчетов с целью прогноза потенциальных дебитов нефти, потенциальных осложнений при добыче нефти и стоимости реализации каждого из рассматриваемых вариантов заканчивания скважин. В настоящее время существует множество подходов для оценки притока к скважине, при этом большинство из них основано на аналитических решениях, не учитывающих анизотропию и расчлененность пласта. Таким образом, становится актуальной задача обобщения и выбора наиболее адекватного метода прогноза технологических показателей систем заканчивания скважин для различных геологических условий.

В данной работе предлагается обобщение и систематизация накопленного аналитического опыта для расчета притока, проводится сопоставление с результатами гидродинамического моделирования поведения притока в неоднородном пласте, и на основании этих результатов предлагается методика выбора оптимальной (с учетом, как геологии, так и экономики) технологии заканчивания скважины. Для удобства восприятия и использования результаты представлены в виде шаблона применения технологий заканчивания скважин.

Литература

1. Muskat M. “The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media”, J. W. Edwards Inc, Ann Arbor, MI 1946

2. Nolte K “Evolution of Hydraulic Fracturing Design and Evaluation” in Economides M., Nolte K. (Eds.), “Reservoir Stimulation.”, 3rd ed., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 2003.
3. Li, «A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells», SPE, 1996

Задача о выборе оптимального давления на первой ступени сепарации

Карапетыан А.О., Павлов В.А., Суртаев В.Н., Торопов К.В.

студент

Московский физико-технический институт (государственный университет),

Факультет аэрофизики и космических исследований, Москва, Российская Федерация

ArKarapetyan@GMail.com

Разработка любого месторождения это процесс, который неотъемлемо связан с созданием сложной системы объектов («пласт–скважина–обустройство»), взаимодействующих друг с другом. На данный момент задачи оптимизации пласта и оптимизации поверхностного обустройства решаются независимо. Тем не менее, оптимальный режим работы одного объекта приводит к деоптимизации другого и не является оптимальным для системы в целом. Так, чем больше входное давление на площадке подготовки нефти, тем больше выход товарной нефти при сепарации, но выше и устьевые давления на скважинах, что может привести к снижению дебитов добывающих скважин.

Для решения задач такого рода можно применить интегрированное моделирование. В рамках этого подхода производится создание и объединение в единую модель всех элементов – моделей пласта, скважин и объектов поверхностного обустройства. Совместная оптимизация систем «пласт-скважина» и «система нефтесбора-сепаратор» позволяет выбрать оптимальное давление на входе первой ступени сепарации и достичь максимального значения нефтеотдачи.

В данной статье приведен пример построения интегрированной модели одного из месторождений НК «Роснефть», а также результаты оптимизации давления на входе площадки подготовки нефти, выполненной при помощи этой модели. В работе показано, что для месторождений с лёгкими нефтями, обладающими высоким начальным газосодержанием, оптимизация давления сепарации приводит в среднем к повышению выхода товарной нефти на 2%.

Стратегическое планирование освоения Мелекесского лицензионного участка

Кудряшова Алина Вячеславовна

магистрантка

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: Kualina23@rambler.ru

В настоящее время нефтяные компании вступают в жесткую конкуренцию. Не исключение и ОАО «Нефтеразведка», дочернее предприятие НК «Русснефть», ведет разработку 6 нефтяных месторождений, которые находятся в пределах Мелекесского лицензионного участка. Компания наделена эксклюзивными правами на разведку и добычу полезных ископаемых. Соответственно, ей необходимо управлять этими процессами. Стратегическое планирование освоения лицензионного участка является одной из функций управления, которая представляет собой процесс выбора целей организации и путей их достижения и является в настоящее время одним из самых эффективных инструментов решения важнейшей проблемы, обеспечения стабильности предприятия.

В современных условиях, когда организации тесно связаны с бизнес-процессами, происходящими в их непосредственном окружении, задача прогнозирования изменений в этой среде становится одной из важнейших. Проблемы предвидения будущего организаций, прогнозирования динамики их доходов и расходов, состояния бюджетной сферы все в большей степени определяют перспективы их развития и уровень удовлетворения потребностей, как государственных институтов, так и населения [1].

Современность диктует практике необходимость формирования стратегического мышления, которое заключается в компетентном анализе проблемной области, выделение конкретных задач, четких критериев их достижения, согласовании процесса привлечения ресурсов, проведения мероприятий по их достижению, назначению ответственных лиц и других не менее важных задач. Стратегическое планирование дает возможность маневрировать в динамичной среде, корректировать процесс достижения поставленных целей посредством своевременного информирования о характере изменений, становится неотъемлемым элементом управления, в частности выработки политики по целому ряду общественно значимых проблем [3].

При принятии управленческих решений в сфере недропользования важная роль принадлежит экономическим критериям. Одним из таких критериев является стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородов, которая способствует экономическому обоснованию решений достаточно широкого круга задач на разных уровнях управления. ОАО «Нефтеразведка» может использовать результаты вероятностной стоимостной оценки запасов и ресурсов для выбора наиболее перспективных направлений деятельности по вовлечению объекта углеводородного сырья в эксплуатацию, для объективной оценки своего ресурсного потенциала, что может повысить стоимость добывающего сектора компании и привлекательность ее для инвесторов [2].

Проведенное исследование показало, что выбор стратегии предполагает изучение альтернативных направлений развития организации, их оценку и выбор лучшей стратегической альтернативы для реализации.

На мой взгляд, выбор стратегической альтернативы, которая максимально повысит долгосрочную эффективность организации – является главной целью.

Литература

1. Миронов В.В., Зуб А.Т. (2003) Принципы принятия управленческих решений в системе федеральных органов исполнительной власти: Учеб.-метод. пособие. - М.: Современные тетради, 2003.
2. Гарипов В.З., Линдсет У.А., Хитров А.М., Нью С. (2001) Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001.
3. Возная А.С. (2007) «Дипломная работа «Стратегическое планирование развития региона «Инвестиционный паспорт территории»». – М.: 2007.

Экономическое обоснование сроков реконструкции мелиоративных систем

Лемарёв Алексей Иванович, Смирнова Екатерина Ильинична

студенты

Полесский государственный университет, Пинск, Республика Беларусь

E-mail: sno-poles@rambler.ru

Использование старых мелиоративных систем не только повышает уровень общественно необходимых затрат труда на производство продукции, но и тормозит темпы технического прогресса. Накопление устаревших фондов вызывает большие

затраты на их капитальный ремонт и эксплуатацию. Так, только по Брестской области эксплуатационные затраты в 1988 г. составляли 15 %, а средства на капитальный ремонт – около 20 %.

Увеличение темпов реконструкции устаревших мелиоративных систем требует выделения определенных средств на эти цели. Однако даже имеющиеся возможности для своевременной замены выбывающих фондов новыми используются недостаточно. Так, в Брестской области за одиннадцатую пятилетку реконструировано лишь 11 % площадей со сроком эксплуатации свыше 20 лет. Установление экономически обоснованных сроков реконструкции мелиоративных систем позволит получать максимальный эффект от мелиоративных мероприятий, а полученную прибыль за счет оптимизации срока использования систем направлять на расширение сельскохозяйственного производства.

Для определения срока реконструкции мелиоративных систем, предлагается метод, основанный на расчете получения максимальной прибыли. Расчеты проведены на примере мелиоративной системы объекта «Вислица» Пинского района, построенной в 1961 г. Площадь освоения – 14 тыс. га, осушены они открытой сетью каналов. Реконструкция отдельных участков (на площади 3,2 тыс. га) мелиоративной системы проведена в 1975-1981 гг., то есть через 15-20 лет эксплуатации. Стоимость реконструкции – от 2420 тыс. до 5510 тыс. руб. на 1 га, в зависимости от характера участка. За период эксплуатации мелиоративной системы урожайность на отдельных участках снизилась с 36 до 18 корм. ед/га. После проведения реконструкции продуктивность земель и доходность системы были восстановлены до первоначального уровня. Возникает вопрос о своевременности проведения реконструкции (исходя из экономической целесообразности) и отработки метода определения периода реконструкции мелиоративной системы (срока от начала эксплуатации до проведения восстановительных работ). Максимальная прибыль по мелиоративной системе достигнута на 3 году ее эксплуатации, убыточной она стала на 18 году. Однако эти сроки не могут служить основанием для установления периода реконструкции, так как они характеризуют только конкретное состояние системы на определенный срок и не дают представления о совокупном эффекте по другим срокам проведения реконструкции.

Для характеристики совокупного эффекта действия мелиоративной системы по каждому отдельному сроку реконструкции необходимо изучить состояние системы не за один, а за сумму этапов реконструкции. С этой целью, используя фактические данные о прибыли за 25 лет действия мелиоративной системы, экстраполируем полученную прибыль на период в 100 лет. Затем определяем зависимость прибыли от времени использования мелиоративной системы при разных сроках проведения реконструкции $f_i(t_{1i}, t_{2i}, t_{3i})$. Уравнения регрессии, полученные в нашем примере, рассчитаны для периодов реконструкции мелиоративной системы, характеризующихся сроком ее проведения через 10, 11...25 лет от начала эксплуатации.

На основании полученных уравнений определялась сумма прибыли для конкретного периода реконструкции $\Phi = \sum_{i=1}^{100} f(t)$.

Так как при разных сроках проведения реконструкции число реконструкций за анализируемый период различно и, следовательно, неодинакова и общая сумма капиталовложений, из полученной прибыли конкретного этапа реконструкции вычиталась соответствующая сумма капиталовложений. Затем были определены координаты точек максимума прибыли для каждого периода реконструкции Т (рис.1).

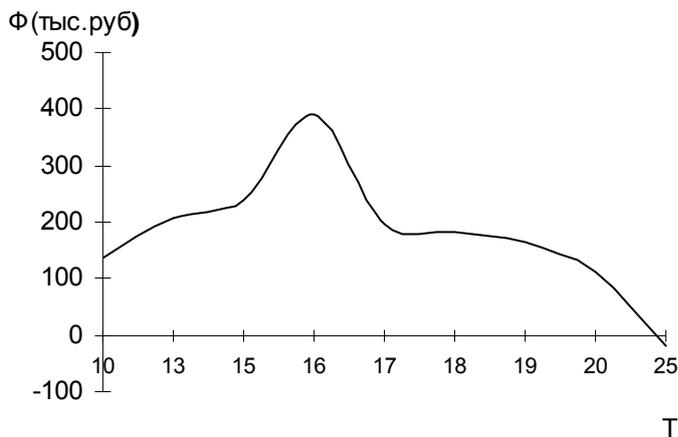


Рис.1 Распределение прибыли Φ в зависимости от периода реконструкции T

Как видно из рисунка 1, максимальная прибыль на мелиоративной системе обеспечивается при условии, если реконструкция системы будет проводиться через 16 лет от начала ее эксплуатации.

Сумма ежегодной прибыли с 1 га в этом случае составит 391.4 тыс. руб., коэффициент экономической эффективности капиталовложений – 0,092, срок окупаемости 11 лет. Если реконструкция будет проводиться через 15 или 17 лет, то максимальная ежегодная прибыль с 1 га составит соответственно 237.9 тыс. руб. и 196.0 тыс. руб.,

если через 25 лет – система окажется убыточной в среднем на сумму 18.7 тыс. руб. с 1 га в год.

Таким образом, мелиоративные системы, эксплуатация которых прекращается раньше истечения оптимального срока их службы, дают большие потери от недоиспользования технических средств. На системах, эксплуатируемых после окончания этого срока, нерационально затрачиваются средства на техническое обслуживание и ремонт.

Приведенные данные об оптимальном сроке реконструкции подходят лишь для объекта «Вислица», поскольку они получены на основании фактического материала по этой системе. Однако, сам метод определения срока реконструкции успешно можно использовать и для любой другой мелиоративной системы.

Литература

- 1 Экономико-математическая модель прогнозирования развития мелиораций и проектирования мелиоративных систем / Н.И. Цыпляева / Ленинград, 1993.
- 2 Эколого-экономические аспекты использования мелиорированных земель Белорусского Полесья / Монография / В.И. Бохонко / .
- 3 Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в мелиорацию / М., 1983.

Анализ энергетического состояния месторождения в зависимости от параметров залежи и сетки скважин.

Ломовских Сергей Вячеславович

Студент

Московский Физико-Технический Институт, Москва, Россия

E-mail: lomovskikh@gmail.com

Несмотря на то, что заводнение нефтяных пластов наиболее распространенный метод повышения дебита на добывающих скважинах, единой системы оптимизации этого процесса не существует. Поэтому решение этой задачи оптимизации является актуальной и имеет большое практическое применение.

На сегодняшний день разработано множество методик контроля и прогноза процесса заводнения, базирующиеся на полномасштабном 3D гидродинамическом моделировании, моделировании по трубкам тока и различных экспресс методиках (в частности - уравнении материального баланса). Они используются для решения широкого круга задач, таких как уменьшение нерациональной циркуляции воды и максимизация добычи нефти. Но аналитические методы для априорного выбора той или иной схемы заводнения для участка месторождения с заданным состоянием четко не определены.

В настоящей работе проведен анализ энергетического состояния месторождения в зависимости от сетки скважин и параметров залежи. Определена степень влияния забойного давления нагнетательных скважин и коэффициента подвижности (MR), включающего вязкости и подвижности флюидов, на среднепластовое давление, которое является главным фактором, влияющим на темпы разработки. Установлена степень влияния неоднородности пласта, соотношения между количеством добывающих и нагнетательных скважин и ориентации сетки скважин относительно главных осей анизотропии на конечную нефтеотдачу (КИН).

Как известно, основными целями заводнения являются поддержание пластового давления (энергетического состояния пласта) и обеспечение максимальной конечной нефтеотдачи (выработки запасов). Проведенный анализ показал, что при малом коэффициенте подвижности ($MR \ll 1$) среднепластовое давление практически не зависит от выбора устьевого давления нагнетательных скважин. На основе результатов, полученных при гидродинамическом моделировании, были сделаны выводы, что степень влияния неоднородностей больше, чем сетки скважин на конечную нефтеотдачу. В данной работе так же произведено сравнение значений среднепластового давления, полученных по выведенной оценочной формуле со значениями, полученными в ходе гидродинамического моделирования. Был сделан вывод, что формула хорошо подходит для экспресс-оценки максимально достижимого среднепластового давления при заданных забойных давлениях скважин.

Полученные результаты позволяют разработать методику управления процессом заводнения, которая бы рассчитывала оптимальные значения забойных давлений и возможные варианты трансформации уже существующей сетки скважин.

Литература

1. Крейг Ф. Ф., Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Изд-во «Недра», 1974.
2. Лысенко В.Д., Проектирование разработки нефтяных месторождений. Изд-во «Недра», 1987.
3. Сургучев М. А., Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. Изд-во «Недра», 1968.
4. M. Latil, Enhanced oil recovery, Editions Technip, Paris, 1980

Экспресс прогноз добычи нефти при разработке месторождений заводнением

Лубнин А.А., Торопов К.В., Павлов В.А.

студент

Московский физико-технический институт Долгопрудный, Россия

E-mail: ALubnin@gmail.com

Существует широкий набор инструментов для прогноза добычи и оценки конечной нефтеотдачи пласта: от простейших эмпирических корреляций до сложнейших гидродинамических 3D симуляторов. Более сложные инструменты прогноза позволяют

полнее учесть физические процессы, происходящие в пласте при разработке нефтяных месторождений.

На практике для адекватного применения сложных моделей не всегда достаточно исходных данных и времени. Поэтому для проведения быстрых инженерных расчётов чаще применяют эмпирические характеристики вытеснения, которые определяются для каждого отдельного объекта разработки или месторождения в целом путём аппроксимации последнего представительного участка истории добычи каким-либо аналитическим трендом. Для осуществления прогноза найденный тренд экстраполируют на интересующий временной интервал. Недостатком такого подхода является отсутствие универсальности, так как на сегодняшний день в литературе опубликованы более 100 различных эмпирических математических зависимостей, которые рекомендуется использовать для предсказания добычи и конечной нефтеотдачи пласта. Прогнозы, сделанные по этим зависимостям, как правило, незначительно отличаются друг от друга на небольшом временном интервале, но могут существенно расходиться при прогнозе на далёкую перспективу.

В данной работе предложен универсальный метод построения характеристик вытеснения, основывающийся на учёте послойной и зональной неоднородности разрабатываемого пласта, системы расстановки добывающих и нагнетательных скважин, а также учитывающий режимы работы скважин. Предложенный метод можно использовать как для прогноза добычи по месторождению в целом, так и для прогноза заводнения по отдельным группам добывающих скважин.

Методика позволит ускорить расчет основных технологических показателей при проектировании разработки месторождений, избегая при этом грубых ошибок. Учитывая основные факторы, существенно влияющие на динамику обводнения скважин, расчет универсален и может применяться практически на любом месторождении, разрабатываемом с помощью заводнения.

Литература

1. Noaman El-Khatib Waterflooding performance of communicating stratified reservoirs with log-normal permeability distribution // SPE Reservoir Eval&Eng. 2(6) – December - 1999. - С. 542-549.
2. Fassihi M.R. New correlations for calculation of vertical coverage and areal sweep efficiency // SPE Reservoir Engineering – November - 1986. С. 604-606.
3. В. Д. Лысенко. Проектирование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1987. - 247 с.
4. Ф.Ф. Крейг. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра, 1987, 247 с.

Критерии оценки эффективности применения водогазового воздействия на начальной стадии проектирования

Лукин Борис Михайлович

студент

*Московский Физико-Технический Университет (Государственный университет),
Москва, Россия*

b_lukin@rosneft.ru

В связи с мировой тенденцией ухудшения структуры запасов повышается интерес к методам увеличения нефтеотдачи пласта. При этом все большую важность приобретают методы повышения нефтеотдачи с использованием закачки газа. Помимо этого с каждым годом все более актуальными становятся вопросы, связанные с охраной окружающей среды, и отказом от сжигания попутного нефтяного газа на факелах.

В США газовые методы увеличения нефтеотдачи по числу промышленных применений вышли на первое место, обогнав термические методы [1]. При этом в 80% процентах случаях промышленная закачка газа осуществлялась с помощью чередующегося водогазового воздействия (ВГВ). Одной из причин такой популярности ВГВ является то, что в нем высокая эффективность вытеснения газом комбинируется с высоким охватом заводнения.

Однако, несмотря на столь очевидные достоинства водогазового воздействия, результаты промышленного применения оказались хуже ожидаемых [2]. Как показывает мировой опыт уже реализованных проектов, дополнительное извлечение нефти не превышает 5 – 10%. Во многом это связано с гравитационными эффектами, которые доминируют во время процесса ВГВ и приводят к тому, что газ идет по верхней части пласта, а вода по нижней. В связи с этим, а также из-за многочисленных эксплуатационных проблем, многие проекты по внедрению ВГВ оказались экономически невыгодными. Все это доказывает, что необходимо очень аккуратно подходить к процессу выбора объектов для внедрения ВГВ.

В данной статье произведен обзор и анализ критериев, исходя из которых можно еще на начальной стадии проектирования отбросить часть кандидатов, неэффективных для проведения ВГВ, не делая при этом долгих анализов или моделирования.

Список литературы к тезисам

1. Moritis G.: “Enhanced Oil Recovery Biannual Surveys”, Oil and Gas Journal, 1984–2006
2. Christensen J.R., E.H. Stenby, A. Skauge: “Review of WAG Field Experience”, SPE 71203, 2001
3. Jarell P., C Fox, H. Stein, S. Webb: “Practical aspects of CO₂ flooding”, SPE monograph series, vol22, 2002

Синтез мезопористых алюмосиликатов - перспективных компонентов катализаторов крекинга

Саркисов Олег Алексеевич

магистрант

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Высшая школа инновационного бизнеса, Москва, Россия

E-mail: motal_23@mail.ru

Разработка новых эффективных катализаторов для крекинга нефтяного сырья является актуальной задачей. По мнению многих исследователей, перспективными компонентами катализаторов могут служить структурированные мезопористые алюмосиликаты [1,2]. Наличие у них широкопористой упорядоченной структуры способствует транспорту крупных молекул сырья и продуктов реакции. Кроме того, мезопористые алюмосиликаты проявляют высокую активность в кислотно-катализируемых реакциях [3].

Цель работы - синтез мезопористых алюмосиликатов и изучение их активности в крекинге нефтяного сырья. При использовании гексадециламина в качестве темплата были синтезированы мезопористые алюмосиликаты с соотношением SiO₂/Al₂O₃=20. Полученные материалы были охарактеризованы методом низкотемпературной адсорбции азота. Состав образцов определен методом атомно-абсорбционной спектроскопии. Установлено, что образцы обладают высокой термической стабильностью. Материалы имели удельную поверхность от 600 до 1000 м²/г, размер пор 37-38 Å и удельный объем пор 0,78 - 1,11 см³/г после прокаливания на воздухе при 650°C. Все образцы имели узкое распределение пор по размерам.

Мезопористые алюмосиликаты были испытаны в качестве матрицы катализатора крекинга, в качестве активного компонента использовали цеолит P3ЭУ, в количестве 15% от массы катализатора. Исследования проводили на стандартной лабораторной установке по определению активности катализаторов крекинга при температурах от 480 до 560°C и массовой скорости подачи сырья от 7 до 15 ч⁻¹. Сырьем служил гидроочищенный вакуумный газойль. Определена зависимость выхода бензиновой фракции, сухого газа, легких олефинов и кокса от температуры процесса и объемной скорости подачи сырья.

Литература

1. Wachter, W. A., McCarthy S.J., Beck J.S., Stern D.L. (ExxonMobil Research and Engineering Comp.) (2005) FCC process using mesoporous catalyst // Pat. USA 200550269246.
2. Triantafyllidis K.S., Lappas A.A., Vasalos I.A., Liu Y., Wang H., Pinnavaia T.J. (2006) Gas-oil cracking activity of hydrothermally stable aluminosilicate mesostructures (MSU-S) assembled from zeolite seeds: Effect of the type of framework structure and porosity// Catalysis Today, **112**(1-4), 33-36.
3. Akira Taguchi, Ferdi Schuth (2005) Ordered mesoporous materials in catalysis //Micropor. Mesopor. Mater. **77**, 1-45.

Оптимизация разработки месторождений с использованием интегрированного подхода.

Севастьянова Кристина Константиновна

Студент, бакалавр

*Московский Физико-Технический Институт (ГУ)
Факультет аэрофизики и космических исследований⁴
Москва, Россия
E-mail: lapusique@gmail.com*

При разработке месторождений модели пласта, скважин и поверхностного обустройства, как правило, создаются и оптимизируются отдельно друг от друга. Однако при попытке оптимизации системы разработки месторождения в целом, необходимо учитывать взаимное влияние этих элементов, так как оптимизация одного из них может привести к изменению входных условий и деоптимизации другого. Кроме того, при раздельном моделировании практически невозможно прогнозировать поведение системы при изменении ее параметров во времени (например, изменение методов воздействия на пласт, изменение конструкции скважин или поверхностного обустройства).

Решением данной проблемы является применение интегрированного подхода, в котором модели пласта, скважин и поверхностной инфраструктуры рассматриваются одновременно, что позволяет управлять разработкой в целом и получать максимальные технико-экономические показатели. В зависимости от решаемой задачи, для построения интегрированных моделей могут использоваться модели различной сложности и уровня детализации.

В данной статье дано описание системы интегрированного проектирования разработки месторождений НК «Роснефть», а также приведены наиболее яркие результаты интегрированного подхода к решению различных задач на примере разрабатываемых месторождений Компании.

⁴ Работа выполнена в КНТЦ ОАО «НК «Роснефть» на базе кафедры «Нефтяной инжиниринг и геофизика месторождений углеводородов»

Список используемой литературы.

1. A. Howell, M. Szatny, R. Torrens : “From reservoir through process, from today to tomorrow – the integrated asset model”, SPE 99469, 2006
2. A. Kosmala, S. I. Aanonsen, A. Gajraj et. al. : ”Coupling of a surface network with reservoir simulation”, SPE 84220, 2003
3. B. Guyaguler, K. Ghorayeb : “Integrated optimization of field development, planning, and operation”, SPE 102557, 2006
4. G. J. J. Williams, M. Mansfield, D. G. MacDonald et. al. : “Top-down reservoir modeling”, SPE 89974, 2004
5. G. Zangl, T. Graf, A. Al-Kinani : ”Proxy modeling in production optimization”, SPE 100131, 2006
6. K. Ghorab, J. Holmes, R. Torrens : “Field planning using integrated surface/sub surface modeling”, SPE 92381, 2005

Определение характеристик работы скважин при использовании различных способов эксплуатации.

Семенов Андрей Алексеевич

студент

Московский Физико-Технический Институт (ГУ), Долгопрудный, Россия

E-mail: a_semenov@rosneft.ru

На каждой стадии разработки нефтяного месторождения встает задача использования оптимального метода добычи нефти. Сегодня существует целый ряд принципиально различных способов механизированной добычи, позволяющих снижать забойное давление в самых разных условиях. Каждый способ имеет как свои преимущества, так и недостатки. Кроме того, непрерывно появляются новые технологии добычи, расширяющие границы применимости уже существующих методов. В такой ситуации остро встает вопрос о прогнозировании основных характеристик работы оборудования в скважине. Зачастую на практике весь анализ завершается качественной характеристикой на основе практического опыта будет данное оборудование эффективно работать или нет, и какие могут возникнуть осложнения. Однако такой анализ не дает нам понимания процессов, которые происходят в скважине, а значит и того, как мы можем на них влиять. Численное моделирование системы пласт-скважина позволяет определить рабочую точку системы, а также режим работы оборудования. Для обеспечения корректности расчетов, необходимо оценить рабочие характеристики технологии добычи в условиях реальной нефтяной скважины.

Нами предложена математическая модель для расчета потока в скважине при эксплуатации ее различными способами. Исходными являются следующие данные: параметры скважины (продуктивность, глубина, инклинометрия, диаметры обсадной колонны и НКТ), физико-химические свойства флюида (газовый фактор, обводненность, вязкость, плотность), а также технико-экономические параметры технологий добычи нефти. С помощью узлового анализа и современных методов расчета градиента давления в стволе скважины определяются дебит жидкости и рабочее забойное давление. На основании экспериментальных данных по скважинам ОАО "НК "Роснефть" и мирового опыта прогнозируются характеристики работы оборудования в условиях высокого газового фактора и повышенной вязкости флюида. В данной работе рассматриваются следующие способы эксплуатации скважин: естественное фонтанирование, ЭЦН, газлифт, СШН, винтовой и струйный насосы. Для определения оптимального режима работы производится варьирование режимов работы установок (к примеру для ЭЦН изменяется частота вращения, для газлифта – расход вводимого газа). В результате выбирается устойчивый режим работы скважины, который

обеспечивает максимизацию определенного критерия (дебит жидкости, чистый дисконтированный доход).

Предложенный набор методик позволяет по данным технологического режима оценить ключевые рабочие характеристики при использовании различных технологий добычи: дебит жидкости, КПД, а также потребляемую мощность. Зная эти параметры, мы можем судить об эффективности использования данной технологии и подходить к выбору оптимального способа эксплуатации, понимая процессы в скважине. Такой подход применяется на ряде месторождений ОАО "НК "Роснефть" для выбора оптимального метода добычи и оценки эффективности применения новых технологий механизированной добычи. Он позволяет принимать грамотные и обоснованные решения даже специалистам с базовыми знаниями в области добычи нефти.

Литература

1. Кудряшов С.И., Хасанов М.М., Краснов В.А., Хабибуллин Р.А., Семенов А. А. (ОАО «НК «Роснефть»). Шаблоны Применения Технологий – эффективный способ систематизации знаний // Нефтяное хозяйство, 2007, № 11. – С.7–9.
2. Kermit. E. Brown, Overview of Artificial Lift Systems.// Paper SPE 9979,1982.
3. Ramirez M., Zdenkovic N., Medina E, Technical/Economical Evaluation of Artificial Lift Systems for Eight Offshore Reservoirs// Paper SPE 59026, 2000.
4. Zhang H., Sarica C., Unified Modeling of Gas/Oil/Water Pipe Flow – Basic Approaches and Preliminary Validation// Paper SPE 95749, 2005.

Компьютерное геологическое моделирование как метод комплексного изучения месторождений углеводородов.

Сизанов Б.И.

Магистр 2 года обучения

(МГУ, В.Ш.И.Б.; НТЦ «РуссНефть»)

Boriska12345678@yandex.ru

На сегодняшний день человечество испытывает огромную потребность в использовании углеводородных полезных ископаемых. В настоящее время значительная часть углеводородов добывается в сложных природных и климатических условиях. Проведение любых операций разведки и обустройства в таких условиях стоит значительных затрат добывающим компаниям, например, бурение одной скважины в обычных наземных условиях составляет несколько миллионов долларов, а одной морской может составлять десятки миллионов. По определению, проекты добычи углеводородов ассоциированы с большим риском. Понятно, что человеку или компании, собирающейся проинвестировать значительные средства в проект, хотелось бы представлять все риски связанные с данными вложениями и что не менее важно знать, как эти риски уменьшить. Одним из основных факторов риска нефтегазового проекта является геологическая неопределенность.

Результатом геологической разведки должна являться некоторая модель месторождения, удовлетворяющая всем знаниям, накопленным в процессе изучения, а также содержащая в себе оценку достоверности полученной информации.

Возможности современных компьютеров набирают обороты день за днем, а трехмерные модели подповерхностного пространства на огромных глубинах поражают воображение своей красотой, методы комплексного изучения резервуара и геологического моделирования приобретают невероятные тенденции к развитию.

Совмещение различных дисциплин и методов крайне необходима, поскольку в этом случае уже во время комплексного изучения происходит опровержение либо подтверждение гипотез с позиций многих дисциплин. Очень удобным инструментом

для решения поставленных задач является геостатистика. Геостатистика позволяет объединить разнородную информацию, получаемую из сейсморазведки, геофизических исследований скважин, опробований пластов, а также геологические представления в термине «неопределенность».

Цель данной работы:

1. Продемонстрировать необходимость комплексного подхода изучения на примере конкретной геологической задачи.
2. Продемонстрировать процесс построения геологической модели с позиций многих дисциплин, и соответствующей регламенту, в программном комплексе Irap RMS.
3. Продемонстрировать результаты успешного практического применения комплексного подхода к моделированию на примере одного из месторождений Томской области.

Литература:

1. Dubrule.O. “Geostatistics for seismic data integration in earth models”, Society of Exploration Geophysics and European Association of Geoscientists & Engineers, 2003.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, Минтопэнерго РФ, М., 2000.
3. Азиз. Х., Сеттари. Э., Математическое моделирование пластовых систем, Недра, М., 1982.

Создание компьютерной постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения углеводородов

Соколов Ф.С. (МГУ, НТЦ «РуссНефть»)

Магистрант 2 курса

Московский государственный университет, Россия, Москва

E-mail: fil85@list.ru

Нефтегазодобывающая отрасль является базовой отраслью народного хозяйства страны. Эффективность ее функционирования во многом определяет состояние экономики страны.

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля над разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений является применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ).

При построении на базе всей совокупности имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных постоянно действующих геолого-технологических моделей недропользователь имеет возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

ПДГТМ используются при составлении проектных документов и самостоятельно для изучения природно-технологических объектов и оптимизации процесса эксплуатации, содержащихся запасов углеводородов при текущем управлении процессом разработки.

В настоящее время в России идет процесс внедрения передовых компьютерных технологий в практику проектирования и управления разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Наиболее прогрессивным представляется применение для построения ПДГТМ программных продуктов, позволяющих оперировать с

геологической и технологической информацией во всем ее объеме (3D) и с учетом изменений во времени (4D).

Постоянно-действующие модели становятся в руках технологов-разработчиков мощным орудием, позволяющим:

- целенаправленно и эффективно уточнять модель пласта, корректировать систему разработки на каждом этапе познания залежи с целью улучшения технико-экономических показателей добычи и повышения коэффициентов извлечения углеводородов недр;
- обосновывать оптимальную стратегию доразведки и доразработки месторождения и составлять соответствующий проектный документ для представления на ЦКР и ТКР.

Данная работа позволяет проследить за созданием и мониторингом одной из таких моделей. В работе представлены результаты создания модели в программном комплексе Irap RMS – специализированном программном комплексе, известном по всему миру наряду с аналогичными программными комплексами Landmark и Schlumberger, являющиеся практически эталонами в данной среде. В самой работе использованы промысловые данные НК «РуссНефть» по одному из нефтегазоносных районов, но сам район и название месторождения раскрываться не будут, согласно соблюдению политики информационной безопасности.

Литература

1. Dubrule O. “Geostatistics for seismic data integration in earth models”, Society of Exploration Geophysics and European Association of Geoscientists & Engineers, 2003.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, Минтопэнерго РФ, М., 2000.
3. Азиз. Х., Сеттари. Э., Математическое моделирование пластовых систем, Недра, М., 1982.

Метеорологическое обеспечение эффективного недропользования.

Чайка Андрей Николаевич

студент

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

e-mail: a_chaika@bk.ru

Современная метеорология напрямую связана с обеспечением стабильного и безопасного ведения хозяйственной деятельности человека. В условиях сурового климата (Заполярье, Сибирь) погодные условия зачастую становятся лимитирующим фактором работы производственных и добывающих организаций [1,3]. Географически сложилось так, что стратегические природные ресурсы Российской Федерации находятся в регионах малодоступных со сложным метеорологическим режимом [3], поэтому вопрос максимального использования ограниченного времени работы тесно связан с качественным метеорологическим обеспечением.

Различают следующие виды специализированной информации [2]: климатическая, текущая и прогностическая. Так, климатическая информация опирается на многолетний метеорологический режим региона и дает рекомендации к организации строительства технических и гражданских объектов с точки зрения безопасности и бесперебойного функционирования [4]. Текущая информация используется для принятия решений во время кризисных явлений и для оперативного реагирования на нестационарную ситуацию. Прогностическая информация разной заблаговременности используется в целях планирования работы конкретного объекта и эффективного использования благоприятных условий погоды.

В настоящее время особую актуальность приобретает прогноз климата конкретных регионов в контексте меняющегося климата (резолюция Международной конференции по гидрометеорологической безопасности в 2006г.). При долгосрочном планировании пренебрегать ожидаемыми изменениями климата неэффективно и опасно.

Целью данной работы является определение спектра специализированного метеорологического обеспечения для организаций, использующих природные ресурсы. Пересмотр стандартных, но устаревших методов использования метеорологической информации – задача не только и не столько метеорологическая: вопрос качества обеспечения напрямую зависит от того, получил ли потребитель выгоду от своевременного информирования о метеорологической опасности [2]. Кроме обеспечения объектов отрасли в оперативном режиме рассмотрены также вопросы оценки риска метеорологического фактора для страхования возможных и максимальных потерь, что повышает инвестиционную привлекательность производственного объекта. Помимо использования методических разработок в экономической практике, оценка риска – важная общегосударственная задача снижения опасности производств и условий окружающей среды для населения.

В последние годы интерес к гидрометеорологической информации возрос. Использование специализированной информации в хозяйственной деятельности как для снижения рисков, так и для эффективного менеджмента возможно, более того, необходимо. Профессиональное управление природным риском – основа для повышения безопасности жизнедеятельности человека и эффективного недропользования.

Литература.

1. Энциклопедия климатических ресурсов РФ / под редакцией Н.В. Кобышевой, К.Ш. Хайрулина СПб.: Гидрометеиздат – 2005 год.
2. Хандожко Л.А. Экономическая метеорология – СПб: Гидрометеиздат, 2005
3. Климат России /под редакцией Н.В. Кобышевой. – СПб.: Гидрометеиздат, 2001г.
4. Инженерно-гидрометеорологические изыскания на континентальном шельфе. / Под общей редакцией Б.Х. Глуховского – М.: Московское отделение Гидрометеиздата – 1993
5. <http://hms2006.meteoinfo.ru/resolution> - резолюция Международной конференции по гидрометеорологической безопасности 2006г.

Исследование применимости корреляций для расчёта водяного конусообразования

Чикин Николай Владимирович

студент

Московский Физико-Технический Институт, Москва, Россия

E-mail: n_chikin@rosneft.ru

В пластах с подошвенной водой и газовой шапкой в период разработки неизменно наблюдаются явления водяного и газового конусообразования. Большинство работ, связанных с конусообразованием, ориентированы на поиск величины критического дебита, то есть максимального дебита, при котором еще добывается чистая нефть. Однако величина критического дебита, как правило, чрезвычайно низка и как показывает опыт, вести добычу на таком дебите экономически невыгодно

В условиях добычи на дебитах, выше критического, необходимо знать зависимость газового фактора и обводненности от времени. Такие зависимости можно получить тремя способами: напрямую через гидродинамические 3D симуляторы, с помощью эмпирических корреляций или с помощью аналитических соотношений. Наиболее точный результат дают гидродинамические симуляторы, при этом процесс

моделирования занимает достаточно много времени, кроме того требуется большое количество качественной входной информации. Аналитические решения модельных задач, как правило, найдены при существенных упрощениях и дают определенную погрешность. Наиболее подходящий метод для быстрого расчета – с помощью корреляций. Основываясь на таком расчёте, можно подобрать оптимальное значение нового дебита при ИДН (интенсификация дебита нефти) или указать оптимальный дебит для вновь пробуренных скважин. Однако любая корреляция выведена на ограниченном наборе данных, и, следовательно, у любой корреляции есть определённая область применения, вне которой прогноз добычи может иметь значительные отклонения от факта.

В данной работе при помощи гидродинамического моделирования были определены физические закономерности, которым должны удовлетворять корреляции, а также исследованы области применения известных в литературе корреляций для прогноза обводненности.

Литература

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 628 стр.
2. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М., Гостоптехиздат, 1963.
3. Weiping Yang, R.A. Wattenbarger // Water coning calculation for vertical and horizontal wells. Paper SPE 22931 Presented at the 1991 SPE Annual Conference and Exhibition, Dallas, TX, 1991. Oct. 6–9.
4. M.C.T. Kuo, C.L. DesBrisay // A simplified method for water coning predictions. Paper SPE 12067 Presented at the 1983 SPE Annual Conference and Exhibition, San Francisco, CA, 1983. Oct. 5–8.
5. I. Chaperon // Theoretical study of coning towards horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. Paper SPE 15377 Presented at the 1986 SPE Annual Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1986. Oct. 5–8.
6. V. Pietraru // About kinds of breakthrough and maximum recovery factor in dual coning. Paper SPE 37049 Presented at the 1996 SPE Annual Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, 1996. Nov. 18–20.

Мониторинг и практическое использование постоянно-действующих геолого-технологических моделей при решении задач разработки (на примере Николаевского месторождения)

Шевелев Михаил Борисович¹

Магистрант

*Высшая школа инновационного бизнеса московского государственного университета,
Москва, Россия*

E-mail: shmisha@yandex.ru

Введение

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля разработки нефтяных месторождений является применение постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ). Модульная система гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений позволяет прогнозировать и визуализировать потоки пластовых флюидов во времени и пространстве, и обосновать оптимальную систему разработки.

Для управления разработкой необходимо регулярно производить мониторинг цифровой фильтрационной модели (ЦФМ) и имитировать поведение эксплуатируемого

объекта с учетом имеющейся информации на текущую дату с целью принятия решений по дальнейшей разработке.

Общие сведения о ЦФМТМ

На 01.01.2006 по месторождению имеется ЦФМ, построенная с использованием интегрированного модульного программного продукта TEMPEST MORE фирмы Roxar в рамках проектного документа «Анализ разработки с переоценкой коэффициента извлечения нефти Николаевского месторождения нефти». Гидродинамическое моделирование произведено на основе трехмерной фильтрационной изотермической модели нелетучей нефти (black oil model).

Одним из критериев адекватности ЦФМ является совпадение расчетных и фактических показателей по динамике пластового давления, по динамике забойных давлений в скважинах, по дебитам нефти и обводненности. Основным недостатком имеющейся ЦФМ – это погрешность в накопленной расчетной добыче нефти +10,9 %.

Цель работы

Цель работы – воспроизведение истории разработки с учетом новых промысловых данных за 2006–2007 годы; выявление возможных недостоверных исходных данных и параметров, к которым наиболее чувствительна модель; оценка выработки объекта; использование модели для прогноза разработки и для оценки эффективности дальнейшей разработки.

Воспроизведение истории и прогноз технологических показателей разработки

Воспроизведение истории разработки – это длительный процесс, требующий высокой квалификации, фундаментальных знаний, опыта и с накоплением истории по разработке при сопровождении и мониторинге ПДГТМ необходимо анализировать качество уже имеющихся моделей и при необходимости вносить корректировки.

При воспроизведении истории разработки корректируются обычно те параметры, которые имеют наибольшую неопределенность и при этом сильнее влияют на решение; чаще всего это – абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициент сжимаемости пор, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин (Каневская, 2002).

¹ Автор выражает признательность коллективу отдела геологии, технологического проектирования и мониторинга разработки Уральской группы месторождений ООО «НТЦ-РуссНефть»; профессору, д.т.н., начальнику отдела Каневской Р.Д.; к.т.н., зам.начальника Ершову Т.Б.; специалисту Вольнову И.А. за помощь в написании тезисов и консультации по работе в программном продукте Tempest More.

Процесс воспроизведения истории разработки потребовал выполнения большого количества расчетов по уточнению параметров модели. Пересмотрена адаптация модели за период с ноября 1974 года по декабрь 2005 года, добавлены новые промысловые данные за 2006-2007 год. Создан новый вариант ЦФМ, который обеспечивает минимальную погрешность в накопленной добыче нефти. По динамике показателей разработки (дебиты нефти, жидкости, обводненность продукции) получены удовлетворительные результаты. В результате погрешность в накопленной добыче нефти по ЦФМ составила +3%, при этом погрешность в накопленной добыче жидкости - 10,8 %. Отметим что, установка предприятием-недропользователем в конце 2007 года высокопроизводительных насосов позволило резко увеличить суточную добычу жидкости, поэтому не удалось до конца воспроизвести в модели соответствие расчетных и фактических показателей по добыче жидкости. При отсутствии дополнительных исследований и накопленной истории, добыча жидкости на данных участках с высокими отборами жидкости не корректировалась.

Прогнозные варианты рассчитывались с учетом мероприятий по выводу высокообводненных скважин из разработки и оптимизации системы заводнения (увеличение суточной закачки воды в нагнетательные скважины в зонах с недостаточной компенсацией отборов жидкости). Рассмотрены вопросы целесообразности проведения мероприятий, направленных на стабилизацию добычи нефти. Показана низкая экономическая эффективность дальнейшей разработки верейского горизонта Николаевского месторождения.

Выводы

1. В настоящее время ПДГМ является необходимым инструментом контроля разработки месторождений, планирования мероприятий, прогнозирования показателей разработки.
2. В результате адаптации сходимость модели соответствует требованиям руководящих документов, и погрешность по нефти не превышает 5% по накопленным показателям. По динамике показателей разработки получены удовлетворительные результаты.
3. Полученная модель служит для прогноза разработки и для оценки эффективности разработки месторождения.
4. Расчет прогнозных вариантов разработки показал низкую экономическую эффективность дальнейшей разработки верейского горизонта Николаевского месторождения.

Литература

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. (2005) Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований.
2. Каневская Р.Д. (2002) Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 № 61.
4. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. М: Недра, 2000.

Использование интеллектуальных скважинных систем на многопластовых месторождениях на примере Приобского месторождения

Юдин Евгений Викторович

Студент, Бакалавр

Московский Физико-Технический Институт (Государственный Университет), Москва, Россия

E-mail: lis2586@mail.ru

Использование интеллектуальных скважинных систем, эксплуатирующих несколько объектов, определяется необходимостью эффективной разработки всех продуктивных пластов многопластовых месторождений. Создание управляемой системы заводнения обеспечит увеличение коэффициента извлечения нефти и получение дополнительной добычи нефти. Определяющими факторами являются обеспечение раздельной закачки воды и раздельного учета добываемой продукции на многопластовых месторождениях.

Например, на Приобском месторождении в разработку вовлечены три продуктивных горизонта: АС10, АС11, АС12. Неблагоприятное соотношение

проницаемостей пластов создает условия для неравномерной выработки запасов в условиях совместной эксплуатации продуктивных пластов. Динамика отбора нефти по месторождению, начиная с 2001 г., в основном определяется условиями разработки пласта АС11, обеспечившего 72% добычи нефти (2004 г.). Основываясь на фактической динамике роста обводненности и добычи жидкости, правомерно говорить о переоценке фильтрационных свойств пласта АС11 и некотором занижении свойств пластов АС10 и АС12.

Поэтому для эффективной разработки многопластовых месторождений необходимо внедрение комплексной программы контроля за разработкой, базирующейся на создании единой системы мониторинга работы скважин в режиме реального времени с помощью интеллектуальных скважинных систем.

Внедрение комплексной программы контроля за разработкой *позволит*:

- с наименьшими рисками выбирать скважины-кандидаты для селективной изоляции;
- эффективно управлять закачкой;
- эффективно планировать геолого-технические мероприятия;
- исследовать прорывы воды по пластам;
- решать вопросы, связанные с охраной недр и окружающей среды.

Дополнительная добыча нефти достигается за счет ограничения высокообводненного притока жидкости с базового пласта и вовлечения в эксплуатацию слабодренлируемых пластов/пропластков. Данная технология позволяет с хорошей рентабельностью разрабатывать базовые высокообводненные истощенные нефтяные пласты до достижения намеченного коэффициента нефтеотдачи.

Литература

- [1] Леонов В.А., Шарифов М.З. Гарипов О.М. «Опыт внедрения технологии ОРНЭО (одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов) на месторождениях Западной Сибири»(SPE – 104338).
- [2] Smart Well Technology Applied to a Horizontal Subsea Well at Gullfak; Satellites Svein Oddvar Netland, SPE, Statoil AS; Vibeke Haugen, SPE, Statoil AS; Bianc Samsonsen, Statoil AS; Per Kr. Krogh SPE, Statoil AS (SPE 90793).
- [3] Application of Smart, Fractured Water Injection Technology in the Piltun-Astokhscoe Field, Sakhalin Island, Offshore Russia; D.J. van Nispen, J. Hunt, SPE, A. Hartwijk, and A. Trofimov, SPE, Sakhalin Energy Investment Co (SPE 102310).