

ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ЭТАПЕ РАЗВЕДКИ



Данный аналитический обзор статей с таблицами и графиками публикуется с разрешения правообладателя Society of Petroleum Engineer. Авторское право 2010 года. Дальнейшее использование данных материалов без разрешения SPE запрещено. Доступ к полному тексту статей можно получить на сайте <http://www.onepetro.org>

Залогом повышения нефтегазодобычи является высокоэффективная геологоразведка. С целью обеспечения высоких показателей геологическое моделирование должно органично сочетать лучший международный опыт и передовые собственные технологические разработки. Комплексный подход к изучению недр заключается в последовательном воссоздании процесса формирования углеводородных систем, повышении точности определения точек заложения скважин и, как следствие, в высоком коэффициенте успешности поискового бурения. Только инновации в области разведки могут привести к значительному приросту ресурсов за счет геологоразведочных работ.

Представленные на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче 2010 года доклады показали интенсивное развитие программно-математического обеспечения ГРП, основой которого явились компьютерное моделирование и мониторинг на различных стадиях исследования осадочных бассейнов, природных резервуаров и открытых месторождений. Обработка геолого-геофизической информации, в том числе и на этапах, предшествующих бурению, ведется с применением пакетов программ, позволяющих осуществлять геологическое моделирование потенциально нефтегазоносных природных резервуаров. Эти высокоинтеллектуальные программные продукты позволяют повышать точность геологического прогноза с описанием природного резервуара, его параметров и строения в трехмерном варианте для создания 3D-моделей и даже 4D морских сейсмопрофилей.

СЕЙСМИКА И ПЕТРОФИЗИКА

SPE-135949

ЧЕТЫРЕХМЕРНОЕ СЕЙСМОПРОФИЛИРОВАНИЕ В РАМКАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ О. САХАЛИН. ПЕРВОЕ ЧЕТЫРЕХМЕРНОЕ МОРСКОЕ СЕЙСМОПРОФИЛИРОВАНИЕ В РОССИИ

М. Боекхолт, К. Брокер, Д. Белл, Д. Тервогт/Sakhalin Energy Investment Company Ltd.

В июне 2010 года компания Sakhalin Energy Investment Company Ltd. («Сахалин Энерджи») успешно завершила первые в России работы по четырехмерному (4D) морскому сейсмопрофилению у берегов Сахалина на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазового месторождения.

Целью данного исследования было получение дополнительных данных для оптимизации разработки и уплотняющего бурения Астохского участка, эксплуатация которого началась в 1999 году. Исследования свойств пород и четырехмерное сейсмическое моделирование показали, что нефтегазонасыщенность и влияние давления с течением времени могут определяться с помощью повторных четырехмерных сейсмопрофилирований.

В качестве первого шага было выполнено моделирование свойств пород на базе имеющихся данных геофизических исследований скважин. Была построена модель пород на основании обработанных каротажных данных, выверенная по скважинным данным, как в отношении подробного разрешения каротажной диаграммы, так и сейсмического отклика.

Эта модель пород была в дальнейшем использована для создания синтетических сейсмограмм на базе реализации моделей пласта-коллектора для сравнения с фактическими сейсморазведочными данными. При анализе тенденций были получены зависимости акустического импеданса от пористости, использованные в последующих исследованиях обращения сейсмических данных для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллектора в областях, находящихся вдали от скважин.

В качестве второго шага было выполнено технико-экономическое обоснование четырехмерного сейсмопрофилирования для исследования возможности обнаружения воздействия производственной деятельности в коллекторах Астохской площади на сейсмограммах. Результаты показали, что флюиды, насыщенность и изменение давления можно будет обнаружить на четырехмерном сейсмопрофилировании Астохской площади.

В-третьих, был изучен объем системы пневмопушек, использованной при проведении фоновой сейсморазведки в 1997 году, на предмет определения возможности ее сокращения. Цель данного исследования заключалась в максимальном сокращении воздействия чистой энергии/звука сейсморазведочной аппаратуры и, тем самым, уменьшении потенциального воздействия на китов.

И наконец, было выполнено теоретическое исследование, для того чтобы определить, может ли обновленная конфигурация системы пневмопушек и небольшая дефазировка отдельных источников в группе привести к снижению уровня шума при сохранении постоянного объема источника. Опять же, это исследование было направлено на уменьшение возможного воздействия на китов. Помехи в сейсмических явлениях были сведены к минимуму путем поправки на азимутальную анизотропию при обработке сейсмических данных.

Близость Астохской площади к местам нагула охотско-корейской популяции серых китов у берегов Сахалина учитывалась в полной мере при планировании и выполнении сейсморазведки. Для этого были приняты совместные усилия со стороны компании «Сахалин Энерджи» и независимых российских научных учреждений.

Такое сотрудничество с признанными российскими и международными научными экспертами принесло свои плоды в виде комплекса образцовых мер по наблюдению за серыми китами и уменьшению последствий сейсморазведочных работ для обеспечения защиты китов, позволяя при этом обойтись без ненужных задержек при выполнении сейсморазведки.

Данные меры предусматривают:

- начало сейсморазведочных работ в летнем сезоне как можно раньше, когда море свободно ото льда, до начала периода нагула китов;
- измерение в оперативном режиме звука, генерируемого на границе площади нагула, для определения районов выполнения работ;
- строгие критерии выполнения и прекращения работ при обнаружении серых китов в зоне нагула рядом с областью выполнения сейсморазведки;
- постоянный мониторинг местонахождения и поведения серых китов во время и после сейсморазведочных работ.

SPE-138093

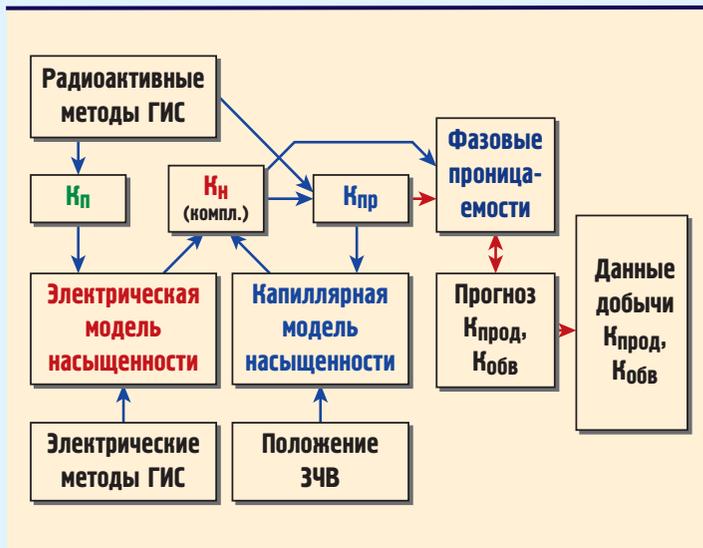
ИНТЕРАКТИВНОЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ С ОБШИРНОЙ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНОЙ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САЛЫМСКОЙ ГРУППЫ)

Я. Волокитин, А. Хабаров/Salym Petroleum Development N.V.

Большинство «классических» нефтяных месторождений Западной Сибири представлены малоамплитудными залежами нефти с развитой зоной переходного насыщения и наличием свободной воды выше принятого водо-нефтяного контакта (ВНК). Разработка подобных «недонасыщенных» залежей сопряжена с существенными сложностями оценки потенциала скважин и риском получения высокой обводненности скважинной продукции с самого начала эксплуатации.

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» (совместное предприятие 50/50 компаний Shell и «Сибирь Энерджи») успешно ведет разработку подобных недонасыщенных месторождений в Западной Сибири (Западный Салым, Ваделып и Верхний Салым). Во многом это было достигнуто за счет эффективной харак-

Рис. 1. Комплексный алгоритм интерактивной интерпретации



теризации залежей, базирующейся на комплексном анализе данных керна, ГИС и истории разработки.

Результатом подобной интеграции разноуровневых геолого-геофизических и промысловых данных явилось создание гибкого алгоритма интерпретации данных ГИС, ядром которого служит модель переходной зоны (МПЗ), органично взаимосвязанная с моделями всех индивидуальных характеристик коллекторов (см. Рис.1).

Итогом проведенных исследований и работ явилось формирование комплексного интерактивного алгоритма интерпретации ГИС. В результате такого интерактивного комплексирования была достигнута сбалансированность (и непротиворечивость) общей интерпретационной модели ГИС. Выполненные исследования позволили (для Салымской группы месторождений) получить следующие основные результаты:

- построена капиллярная модель зоны переходного насыщения в виде зависимости водонасыщенности коллекторов от их фильтрационно-емкостных свойств и высоты над зеркалом чистой воды; проведена независимая от данных электрометрии оценка нефтенасыщенности горных пород по данным МПЗ;

- выполнена уточненная оценка нефтенасыщенности тонко- и микрослоистых коллекторов; решение задачи достигнуто замещением электрической модели на капиллярную модель в интервалах залегания гетерогенных и тонкослоистых коллекторов;
- сравнительный анализ оценок водонасыщенности по электрическим и капиллярным данным позволил выявить интервалы с неудовлетворительной оценкой проницаемости и провести ее последующую коррекцию;
- разработанная методика интерпретации стандартного комплекса ГИС (включающего КС, ГГКп, НКТ, ГК) позволяет прогнозировать начальный дебит и обводненность скважин.

В целом в результате выполненных исследований и работ повышена достоверность оценки коллекторских свойств недонасыщенных пластов-коллекторов АС10-11 Западно-Салымского, Верхне-Салымского и Вадельпского месторождений. Как следствие, достигнута высокая эффективность освоения скважин и дальнейшего управления разработкой этих месторождений.

SPE-135732

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЛАСТОВ КОЛЛЕКТОРОВ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ: ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ КОМПЛЕКСНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ К ПОЛЕВЫМ ДАННЫМ ГИС

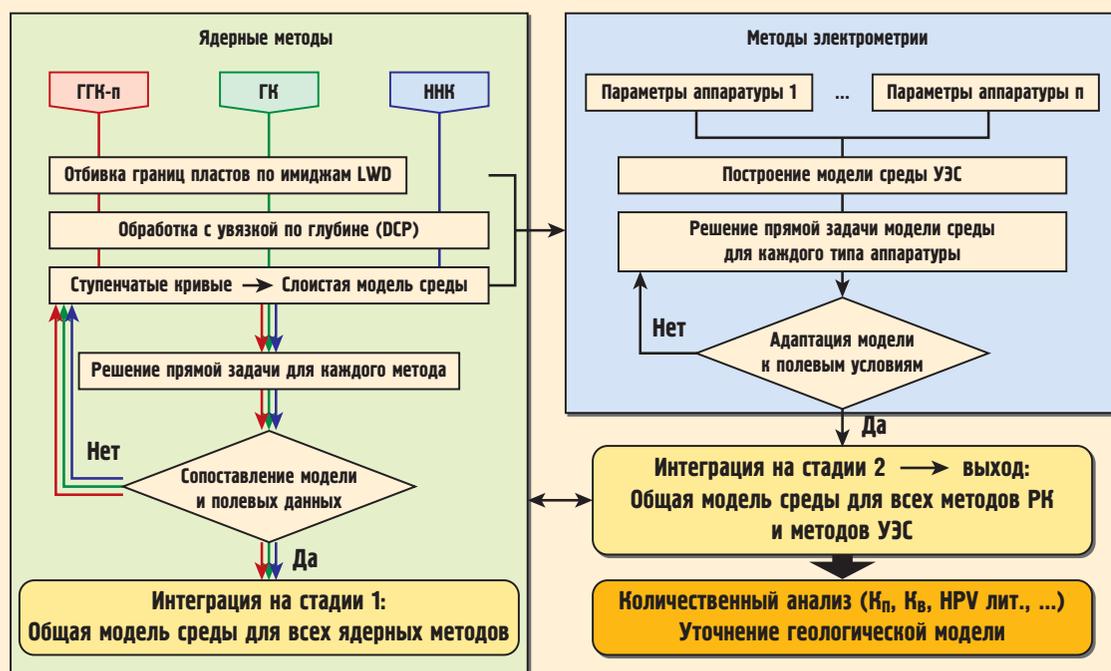
А. Мендоза, Ф. Гэйлот, Д. Мардон, Дж. Жоу, П. Гуо, С. Вертанен/ExxonMobil Upstream Research Co.; X. Инн/ExxonMobil Development Co.

Вопросы разработки методики количественной интерпретации данных ГИС в горизонтальных и сильно искривленных скважинах на протяжении долгого времени оставались нерешенными в силу сложностей распределения геофизических полей в условиях горизонтальной скважины и отсутствия хорошо отработанных алгоритмов решения прямой задачи ГИС в этих условиях.

Последние достижения в численном моделировании методов ядерной геофизики и электрометрии позволили значительно повысить качество интерпретации каротажных данных в условиях сильно искривленных и горизонтальных скважин.

Появление быстрых алгоритмов моделирования показаний методов ГИС дало возможность применить их к реальным данным, зарегистрированным в скважине. Несмотря на то, что полное понимание поведения кривых ГИС в условиях сильно искривленных и горизонтальных скважин и по сей день не достигнуто, применение новых алгоритмов решения прямой задачи ГИС позволяет повысить достоверность интерпретации каротажных данных.

Общее описание методики обработки данных горизонтальных скважин с азимутальными замерами ГИС LWD



Графа обработки включает численное моделирование кривых ядерных методов и электрометрии в единой геометрической модели среды. Начальная геометрия системы определяется по ГИС азимутальных замеров плотности и ГК. Моделирование УЭС начинается с такой же геометрии и представляет собой интерактивный процесс.

Для построения синтетического разреза геофизических параметров рассматривалась возможность применения методов обработки для компенсированной двухзондовой аппаратуры ГГК, а также применения алгоритмов математического моделирования азимутальных и интегральных замеров ГИС в процессе бурения. Предложенный подход состоит из следующих основных методических разработок:

- 1) применение алгоритма осевой увязки данных большого и малого зондов ГК в ГС;
- 2) применение быстрых алгоритмов численного моделирования радиоактивных методов и данных электрометрии;
- 3) построение комплексных трехмерных моделей, согласующихся с данными измерений в скважине, для данных плотностного и нейтронного методов, а также для данных электрометрии.

Первым этапом обработки данных является анализ азимутальных замеров ГГК (имиджей). Результирующие модели на основе исследований ГИС являются входными данными для традиционной интерпретации и получения оценок пористости, литологии и водонасыщенности.

Помимо стандартных задач интерпретации ГИС, применение методик моделирования совместно со структурной информацией и траекторией скважины может быть использовано для оценки песчаности в тех случаях, когда скважина вскрывает подошву геологического объекта (пласта).

Сопоставление данных по четырем изученным скважинам НА/НЗ

	Диаметр скв. [дюйм]	Длина интервала [м]	Пласт	Угол наклона скв. [град.]	Тип фильтра/плотность [г/см ³]	Кол-во секторов имиджей плотности	Качество имиджей	Соседние вертикальные скв.
Н1	8.5	612	нефтеносный	89.77-90.75	PVO / 0.85	16	хорошее	нет
Н2	8.5	934	нефтеносный	88.93-91.54	PVO / 0.85	8	умеренное до хорошего	Ч-6
Н3	8.5	711	нефтеносный	89.84-90.20	PVO / 0.85	16	низкое	Ч-6
Н4	8.5	646	газоносный	82.87-83.51	PVO / 0.85	8	низкое до умеренного	Ч-3

Полученная модель, удовлетворяющая показаниям исходных методов ГИС, впоследствии может быть использована для оценки ФЕС и количественной интерпретации ГИС с применением традиционных петрофизических зависимостей и приемов интерпретации.

Применение методик рассматривается на примере четырех горизонтальных скважин, вскрывших песчано-алевритовые отложения месторождения Чайво (северо-восточный шельф о. Сахалин, Россия). Скважины пробурены на растворе с углеводородной основой (PVO) со стандартным комплексом ГИС в процессе бурения (LWD).

Результаты комплексного моделирования всего комплекса ГИС (ГГК, ННК, ВЧИК) были использованы для оценки литологического состава, пористости и водонасыщенности.

Применение методики осевой увязки данных двухзондового ГГК и алгоритмов решения прямой задачи позволило повысить осевую разрешающую способность результатов интерпретации и достоверность количественных определений ФЕС, что дало возможность получить более достоверные оценки подсчетных параметров по сравнению с применением исходных необработанных кривых ГИС.

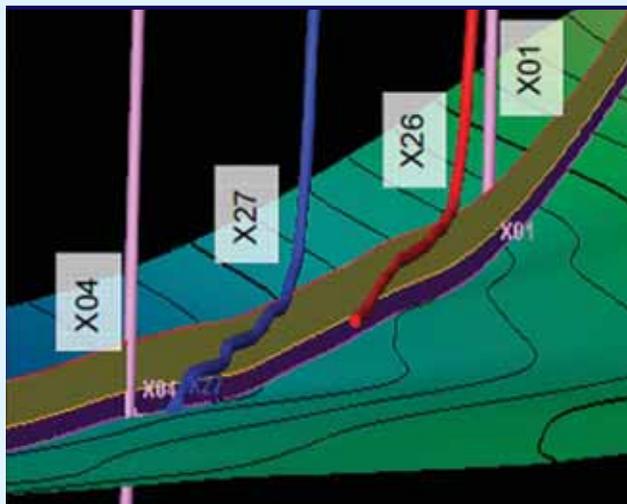
Для оценки качества полученных результатов привлекались данные и проводились сопоставления с данными соседних вертикальных скважин, а также с результатами исследования керна.

SPE-103684

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОЦЕНКИ ПЛАСТА ПУТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

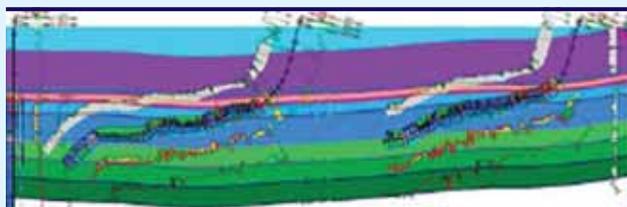
А. Аль-Хаджари, С. Ма, Р. Гейер/Saudi Aramco; П. Батт, А. Гиблер, С. Крэри/Schlumberger

Трехмерное (3D) представление относительного положения четырех скважин, участвующих в данном исследовании



Графа обработки включает численное моделирование кривых ядерных методов и электрометрии в единой геометрической модели среды. Начальная геометрия системы определяется по ГИС азимутальных замеров плотности и ГК. Моделирование УЭС начинается с такой же геометрии и представляет собой интерактивный процесс.

Разрез по скважинам



Оценка пласта по данным горизонтальных скважин является сложной задачей, так как учет и определение факторов, влияющих на замеры удельного сопротивления, — сложная задача. Этими факторами являются влияние окружающих пород, анизотропия, диаметр ствола и зона фильтрации бурового раствора.

В мощных продуктивных карбонатных коллекторах неопределенность величин удельного сопротивления не оказывает большого влияния на расчет водонасыщенности пласта, поскольку такой расчет выполняется при господстве высоких значений удельного сопротивления.

Оценка же мощных карбонатных коллекторов по данным водонагнетательных скважин, расположенных в промытой области, имеет другой характер — здесь удельное сопротивление пласта гораздо ниже и неточности в его определении влекут за собой серьезные ошибки в определении водонасыщенности.

Таким образом, для высококачественной оценки пласта по данным водонагнетательных скважин особое значение приобретает надежное определение удельного пластового сопротивления. (Бурение и геологическая проводка обеих горизонтальных скважин контролировались данными по двум соседним вертикальным скважинам. Вертикальная геологическая неоднородность установлена по петрофизическим данным, полученным из вертикальных скважин, а горизонтальные вариации геологии пласта установлены при проходке горизонтальных скважин.)

Данная работа основана на одномерном (1D) и двумерном (2D) моделировании, выполненном по данным двух горизонтальных водонагнетательных скважин, расположенных между двумя вертикальными нагнетательными скважинами. Одномерное моделирование применялось для выяснения ведущих факторов, влияющих на величины фактически замеренного удельного сопротивления, и введения поправок на влияние среды. Оперативная одномерная инверсия удельного сопротивления (1D-R_u) позволяет на основании наблюдаемого удельного сопротивления вычислить истинное удельное сопротивление.

Путем одномерного моделирования устанавливается также доминирующий сигнал и его природа. В случае значительного влияния прилегающего пласта примеряется двумерное моделирование ($2D-R_t$), которое способствует выяснению поведения сопротивления и факторов, влияющих на регистрацию значения.

Результаты моделирования, а также каротажные данные из двух близрасположенных вертикальных скважин, применялись для построения локальной геологической модели, использованной при дальнейшем двумерном моделировании.

Геологическая модель уточнялась по сканерным имиджам плотности, полученным в ходе бурения горизонтальных скважин. Результаты моделирования — одномерного и двумерного — были получены по данным двух вертикальных скважин. До моделирования расчетная водонасыщенность пласта была достаточно низкой. Модель удельного сопротивления пласта дала более точные величины водонасыщенности по горизонтальным скважинам, что лучше согласовывалось с данными вертикальных скважин.

Работа демонстрирует большое значение и эффективность моделирования удельного сопротивления при оценке пласта позади фронта заводнения.

ПОСТРОЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

SPE-136319

ЭФФЕКТИВНЫЙ ПОДХОД К ОБНОВЛЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

**Э. Сютер/IRIS — Международный Исследовательский
Институт Ставангера, UiS — Университет Ставангера;
Э. Кайо, Э. Вефринг, Л. Нэшейм, Х. Фриис/IRIS;
А. Эскалона, Т. Корстад/UiS**

Увеличение объема данных, получаемых в процессе бурения с использованием датчиков на проводе, открыло новые возможности по оптимизации расположения скважин. Это требует эффективной интерпретации, интеграции и использования полученной новой информации во временных рамках, устанавливаемых непосредственно процессом бурения.

Геологические модели, включая информацию о геологической структуре и физических свойствах, формируют основу для так называемой геонавигации, т.е. системы контроля и управления параметрами бурения на забое. Однако текущие средства построения геологических моделей достаточно сильно ограничены в своих возможностях по интеграции новых данных.

Изменение модели — сложная и трудоемкая процедура, требующая значительных затрат времени, обычно превышающих сроки бурения, что является существенным ограничением при принятии решений, требующих наиболее свежей и точной информации.

Сложность обновления геологических моделей с использованием существующих технологий частично является результатом того, что физические параметры дискретизируются и привязываются к сеткам. Геометрия таких сеток вытекает из структурных моделей, основанных на геометрии разломов и горизонтов, полученных по результатам интерпретации геологических и сейсмических данных.

Была разработана «безсеточная» стратегия, базирующаяся на разделении структурной информации и физических параметров. Разделение геометрии и параметров модели позволяет вносить изменения выборочно и более эффективно. Это также дает возможность более эффективно контролировать детализацию

Схема процесса моделирования $1D-R_t$ и программный пакет для одномерного моделирования

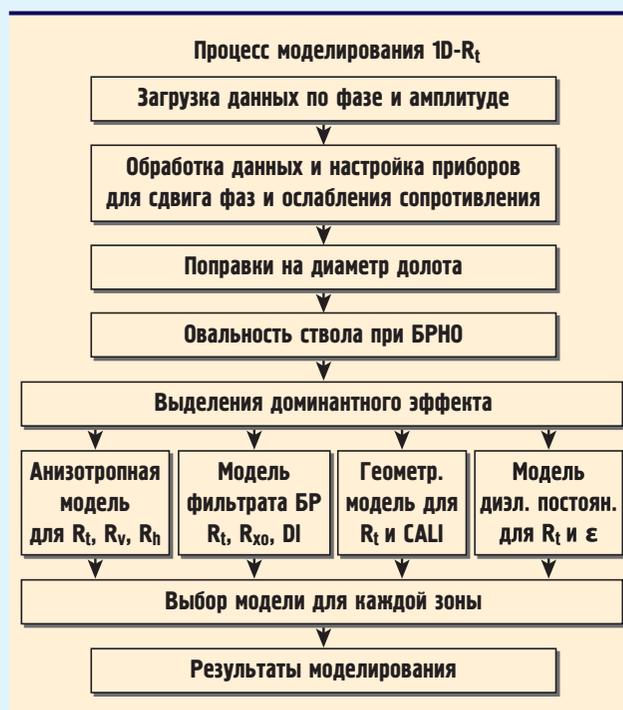


Схема процесса моделирования $2D-R_t$ и программный пакет для одномерного моделирования



модели, тем самым улучшая управление большими объемами данных и ускоряя доступ к информации, содержащейся в геологической модели в различных масштабах, а кроме того, повышает эффективность распределения данных в компьютерных сетях.

Некоторые основные принципы данного подхода продемонстрированы на тестовых примерах, имитирующих реальные сценарии бурения скважин в коллекторах с разломами. Комбинация новых технологий может сформировать основу для процесса управления бурением с обратной связью/автоматизацией конкретных операций, требующуюся для дальнейшей автоматизации всего процесса бурения.

SPE-136422

ПОСТРОЕНИЕ ДЕТАЛЬНОЙ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ НА ОСНОВЕ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

К. Костеневич/СургутНИПИнефть; М. Дышлевский/Рохат

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне основными объектами разработки являются неокотские отложения. Терригенные отложения юрского возраста, содержащие значительные запасы углеводородного сырья, из-за сложности своего строения вовлечены в разработку не повсеместно.

Зачастую подход к выделению нефтенасыщенных тел, реализуемый для вышележащих неокотских объектов, не приносит положительных результатов при его непосредственном перенесении на объекты юрского возраста (особенно отложения тюменской свиты).

Отложения тюменской свиты имеют сложное полифациальное строение. Плотность поисково-разведочной сетки скважин, в пределах месторождения, когда расстояния между скважинами превышают несколько километров, является несоизмеримой с дискретностью объекта исследования. При недостаточном количестве фактического материала и представлении о строении объекта в межскважинном пространстве лишь в общих чертах наиболее доступным методом его изучения является моделирование.

На сегодняшний день трехмерное компьютерное моделирование стало необходимым инструментом при решении геологических задач даже на начальных этапах изучения геологического строения пластов. Последовательность операций при построении любой трехмерной геологической модели является варьируемой, но стандартной, где определен регламентирующими документами каждый этап, и включает в себя составление принципиальной геологической модели исследуемого участка, структурное моделирование, литологическое моделирование и моделирование свойств.

В отечественной практике, пока еще в единичных случаях, работы по построению геологической и гидродинамической модели ведутся мультидисциплинарными группами. Зачастую специалисты, непосредственно занимающиеся 3D-моделированием, к этапу фациального моделирования подходят формально, руководствуясь качественной, реже полуколичественной информацией (нужно правильно сформулировать) о закономерностях и особенностях геологического строения объекта, и в выборе методов моделирования, как правило, основываются на уже опробованных приемах.

Но при моделировании сложных геологических объектов недостаточное внимание к уникальным для данных отложений особенностям может привести к ряду ошибок и неточностей в модели. Поэтому для объектов со сложным геологическим строением определяющим этапом является создание трехмерной цифровой фациальной модели, корректно отражающей принципиальную фациальную модель отложений.

Для построения принципиальной фациальной модели необходимо восстановить условия формирования отложений пласта, выделить основные литофациальные комплексы, выявить закономерности распределения песчано-алевритовых прослоев в выделенных комплексах, проанализировать литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород с учетом их принадлежности к литофациальным зонам, оценить перспективность наличия потенциальных коллекторов и их качественные характеристики.

В данной работе приведен пример фациальной интерпретации и построение трехмерной фациальной модели объекта ЮС₂, одного из месторождений центральной части Западно-Сибирского бассейна.

Первоначально была сделана попытка применить наиболее распространенный подход к моделированию и построить фациальную модель стохастическим методом индикаторов SIS, одновременно для всех типов отложений. Построенная модель не отвечала реальным условиям пласта, так как отложения различных фациальных типов случайно распределялись по площади, особенно в центральной части, не было ясно выраженного перехода от континентального комплекса отложений к прибрежно-морскому, не соблюдалось линейное распределение фаций русел и каналов.

Использование трехмерных трендов распределения фациальных типов, рассчитанных по загруженным скважинным данным, и вариограмм с различными радиусами корреляции для каждого типа

отложений ненамного улучшило качество модели. Не было получено положительного результата и в том случае, когда методом SIS моделировалось распределение фациальных комплексов без деления на литофациальные группы. Для фациального моделирования был использован многоуровневый подход.

На первом уровне была построена дискретная трехмерная модель, делящая объем пласта на переходный и континентальный комплексы. Использовался метод дискретизации случайного Гауссова поля, которое в свою очередь строилось на основе скважинных данных и трендов, описывающих положение границы между комплексами, выявленное при литофациальном анализе.

Аналогичным образом была построена модель перехода между субаквальной и субаэральной частями переходного комплекса. На втором уровне моделирование тел каждой из фаций проводилось наиболее подходящим методом в пределах «своей» фациальной зоны.

Наибольший интерес представляло моделирование ручных русел и распределительных дельтовых каналов методом полудетерминированного объектного моделирования. При этом положение объектов в плане задавалось через оцифрованные полигоны (контур), а их вертикальное положение определялось стохастически с учетом результатов литолого-фациального расчленения разрезов скважин.

Определенные трудности при моделировании возникли с распределением карбонатизированных прослоев. Они, как правило, не являются коллекторами и значительно увеличивают внутреннюю неоднородность пласта. Из-за редкой, неравномерной сетки скважин и сильной фациальной изменчивости отложений выделение однородных протяженных песчаных тел на участках, не вскрытых бурением, проводилось в значительной мере условно.

В отличие от русловых фаций, в отложениях данного типа карбонатизированные прослои тяготеют к верхней и средней части баровых тел. Протяженность прослоев оценивается в размере от нескольких метров до первых десятков метров. Четких закономерностей в их распределении по латерали не отмечено, и оно было принято случайным. Таким образом, в породах различных фациальных типов распределение карбонатизированных пропластков имеет свои особенности.

Заключительным этапом фациального моделирования стало моделирование пространственного распределения карбонатизированных прослоев согласно их фациальной принадлежности. Наиболее подходящим в этом случае является стохастический алгоритм последовательного индикаторного моделирования (SIS) с использованием трехмерных трендов распределения карбонатизированных пород и заданием различных рангов корреляции для каждого фациального типа. Полученная трехмерная фациальная модель стала основой для построения постоянно действующей геологической модели продуктивного объекта.

SPE-138079

ИНТЕГРАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ, ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

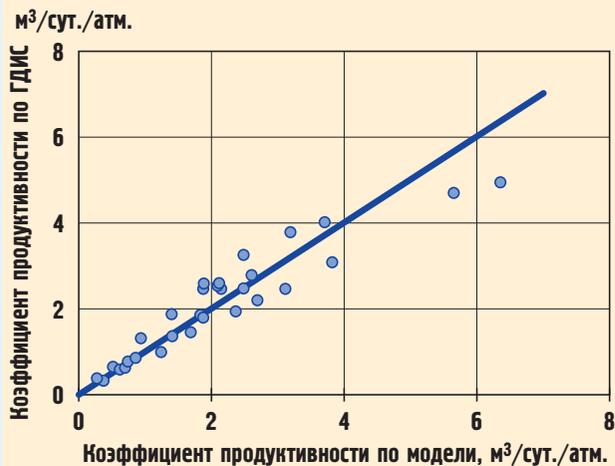
Д. Колесников, Р. Шипенков, И. Игнатов, С. Костюченко, Е. Черкас, Е. Цибизова, Н. Бабухина, Н. Межнова, А. Роцин/ООО «СИАМ-Инжиниринг»

Цель интеграции промысловых, геологических и геофизических данных на различных этапах геологического моделирования (систематизации исходных данных, нормировки каротажа, определения литологии, учета динамических данных) — снижение трудозатрат на создание геологических моделей и на последующую адаптацию гидродинамических моделей по сравнению с моделями, создаваемыми при традиционном подходе.

Геологические модели нефтяных месторождений широко применяются не только как инструмент для подсчета запасов, но и как основа для создания гидродинамических моделей. При этом в силу различных причин при создании геологических моделей не удается в полной мере учесть динамические данные (ГДИС, профили притока и приемистости, динамика дебитов, давлений, обводненности).

Кроме того, геологическое моделирование является сложным многоэтапным процессом, в который вовлечены специалисты из различных областей знания. В настоящее время распространен подход, при котором каждый этап построения геологической модели выполняется практически независимо от других.

При таком подходе исключается возможность контроля согласованности различных видов данных и устранения противоречий на ранних этапах создания моделей. Вследствие этого увеличиваются сроки построения геологических моделей, а адаптация гидродинамических моделей, создаваемых на их основе, становится более трудоемкой. Таким образом, для повышения качества геологических моделей необходима интеграция промысловых, геологических и геофизических данных на всех этапах геологического моделирования.



Под интеграцией данных подразумевается их согласованное использование и перекрестный контроль непротиворечивости результатов всех этапов моделирования. Такой подход к моделированию также приведет к снижению трудозатрат на создание геологических моделей и последующую адаптацию гидродинамических моделей.

Это особенно актуально для сервисных компаний, сталкивающихся с необходимостью выполнения большого объема работ в сжатые сроки. Интеграция промысловых, геологических и геофизических данных на различных этапах геологического моделирования является достаточно обширной темой, и в данной работе не ставится цель полностью охватить ее.

Вместо этого рассмотрены практический опыт интеграции различных видов данных. Отметим также, что большинство обсуждаемых подходов к различным этапам построения геологических моделей в той или иной степени автоматизировано, что позволило снизить количество ошибок, связанных с человеческим фактором, и уменьшить затраты на их исправление.

Перед выполнением интерпретации каротажа необходимо убедиться в том, что в опорных интервалах показания каротажа различных скважин совпадают. Если же совпадение не наблюдается, то необходимо применять нормировку каротажа. Статистический подход к определению литологии позволяет выполнять автоматическую об-

работку большого количества скважин и снизить количество ошибок интерпретаторов.

Корректировка проницаемости на значения, определенные по результатам ГДИС и данным добычи, позволяет существенно сократить трудозатраты на адаптацию модели на историю разработки. Для моделирования свойств в межскважинном пространстве помимо сейсмических данных и модели осадконакопления необходимо привлечение динамики дебитов, давлений и обводненности.

Данные рекомендации позволяют значительно уменьшить сроки создания геологических моделей и адаптации гидродинамических моделей на историю разработки. Следует отметить, что в данной работе реализована только часть методов интеграции данных. Дальнейшая разработка и автоматизация процессов интеграции данных на других этапах построения геологических моделей приведет к дальнейшему снижению трудозатрат на создание геологических моделей и на последующую адаптацию гидродинамических моделей.

SPE-136322

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ АНАЛИЗЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ, НИЖНЕПЕРМСКИЕ КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ, РОССИЯ

А. Ширази, С. Солоницын, И. Куваев/«КонокоФиллипс Россия Инк.»

В рамках работы, которая была выполнена в 2008 году на Южно-Хыльчующом месторождении (ЮХ, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция), произведен детальный анализ геологических и гидродинамических неопределенностей, а также выделены ключевые стадии в данном процессе.

Основными коллекторами являются нижнепермские карбонаты. Месторождение было открыто в 1981 году и затем разведано 24 скважинами. Разработка месторождения предусматривает пятиточечную систему заводнения с плотностью сетки скважин 50 га/скв. В пределах продуктивного интервала выделяются три основные пачки А, В и С.

Значимость детального анализа неопределенности геологических и извлекаемых запасов объяснялась крупными инвестициями, необходимыми для ввода месторождения в эксплуатацию. Поэтому задачей исследования была количественная оценка диапазонов их изменения, а также выявление исходных параметров, неоднозначность которых вносит наибольший вклад в данную оценку.

Процесс создания статической геологической модели месторождения выполнялся в программном продукте Petrel™:

Полученные расчетные значения обводненности затем сравнивались с данными испытаний скважин. Базовый вариант уровня свободной воды (УСВ) выбирался на основе минимального расхождения между расчетными и замеренными обводненностями в рамках одной залежи. После построения статическая геологическая модель была подвергнута детальному анализу качества и использовалась в дальнейшем как базовый сценарий.

Для создания гидродинамической модели были использованы базовый вариант геологической модели, а также данные лабораторных анализов флюидов и керна и технологическая система разработки (вариант, утвержденный в ЦКР). Модель создавалась на базе программного комплекса Eclipse™. В целях оптимизации скорости расчетов геологическая модель была укрупнена по вертикали. Степень укрупнения была выбрана таким образом, чтобы максимально сохранить наиболее значимые элементы геологического строения месторождения.

Анализ неопределенностей с использованием программного продукта Cougar состоит из трех основных этапов:

1. Анализ чувствительности для определения параметров, имеющих наибольшее влияние на целевую функцию (геологические и/или извлекаемые запасы). В нашем случае был использован экспериментальный дизайн (ЭД) первого порядка;

2. Ранжирование и выбор наиболее влиятельных параметров;

3. Создания функции(й) отклика с использованием ЭД второго порядка на базе лишь наиболее влиятельных параметров с (а) подтверждением/уточнением функции отклика с помощью ряда дополнительных расчетов (confirmation runs) и (б) с использованием функции отклика для последующего вероятностного моделирования методом Монте-Карло.

В данном случае на первом этапе (анализа чувствительности) была рассмотрена комбинация 18 геологических и технологических параметров и проведена количественная оценка влияния каждого на величину извлекаемых запасов.

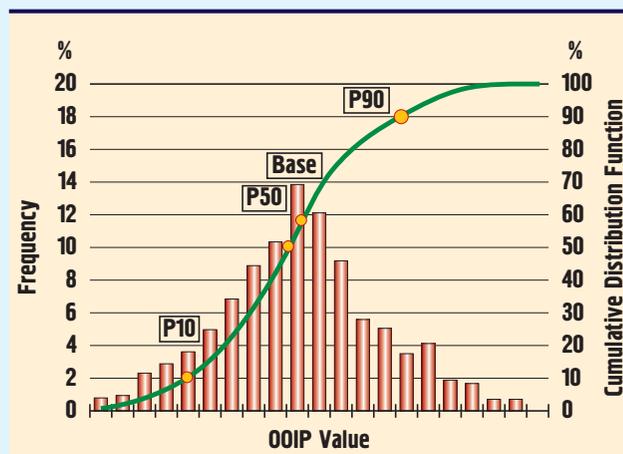
По результатам анализа чувствительности, который выполнялся с использованием классического ЭД и включал 20 реализаций модели, из 18 параметров были выделены 5 как наиболее влияющие на величину извлекаемых запасов, включая УСВ для центральной части месторождения; реализацию куба пористости; величину связанной водонасыщенности; множитель проницаемости.

Эти параметры были затем использованы в создании поверхности отклика с использованием ЭД второго порядка. Полный ЭД потребовал 46 реализаций модели (включая уточняющие и подтверждающие реализации).

На их базе была вычислена поверхность отклика 4-го порядка, с использованием которой с помощью 10000 итераций Монте-Карло был оценен вероятностный диапазон извлекаемых запасов и выбраны 3 представительные детерминистические реализации модели, соответствующие вариантам P10-P50-P90, а также профили добычи для каждого.

Разработанный комплексный подход позволил с помощью программного продукта Cougar учесть геологические и гидродинамические параметры неопределенности в рамках единого процесса, с целью выполнения вероятностной оценки величины извлекаемых запасов и получения профилей добычи нефти, соответствующих вариантам P10-P50-P90. Кроме того, были выявлены наиболее важные параметры и сделана количественная оценка их влияния на величину извлекаемых запасов.

Статистическое распределение величины геологических запасов (точками отмечены величины P10, P50, P90 и запасы по базовому сценарию)



SPE-138064

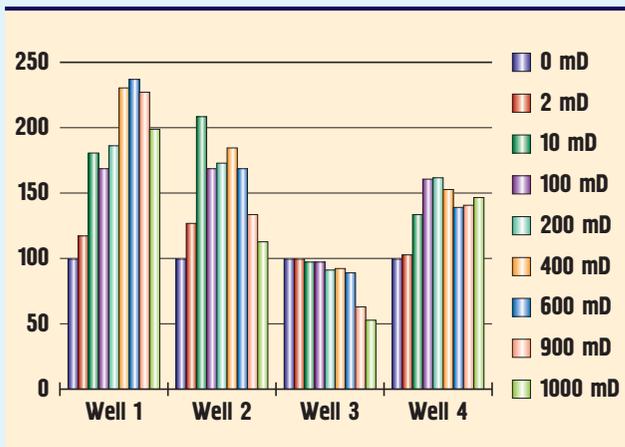
ИНТЕГРАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К. Неустров, С. Костюченко/ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Фильтрационные параметры пласта, полученные в результате интерпретации гидродинамических исследований скважин, могут иметь меньшую погрешность в сравнении с результатами из петрофизической модели. Поэтому разработанная методика совместного использования результатов интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин и геофизических данных для уточнения гидродинамической модели конкретного месторождения может быть полезной для недостаточно изученных и новых месторождений, для которых надежные петрофизические зависимости отсутствуют.

Основным типом исследований являются замеры и интерпретация кривых восстановления давления, замеренных глубинными манометрами при закрытии скважин на устье. Особенностью выполненных гидродинамических исследований скважин месторождения является невозможность диагностики ранних режимов течения к горизонтальной скважине: первого радиального режима и линейного переходного режима.

Изменение КН при различных критических проницаемостях



Представление скважины в расчлененном разрезе по данным ГИС и ГДИС



Причинами этого являются:

1. Все скважины месторождения эксплуатируются при забойном давлении ниже давления насыщения. Поэтому разгазирование нефти происходит как в призабойной зоне пласта, так и в стволе скважины. Это обуславливает высокую сжимаемость флюида в стволе скважины;
2. Высокая проницаемость пласта: до 4000 мД.

Для условий горизонтальных скважин месторождения достоверными результатами интерпретации ГДИС можно считать: параметр K^*H , пластовое давление, а также общий скин-фактор скважины. Известно, что параметр K^*H обычно определяется на основе петрофизических зависимостей, установленных по данным исследований керна и в результате интерпретации материалов ГИС и может отличаться от K^*H по ГДИС.

Поэтому для корректировки гидродинамической модели и ее приближения к результатам ГДИС предлагается ввести корректирующий множитель на проницаемость в районе каждой скважины. Величина этого множителя определяется соотношением K^*H по ГДИС и интегрального значения параметра K^*H в разрезе каждой скважины в гидродинамической модели.

Это позволит сохранить неоднородность K^*H в разрезе скважин и в то же время увязать его с результатами ГДИС. Однако 90% скважин месторождения — горизонтальные скважины, и каждая из них вскрывает зоны пласта с разными проницаемостями.

Для решения этой проблемы было предложено 3 способа осреднения параметра K^*H вдоль скважин в гидродинамической модели:

- Способ 1. Расчет среднего КН: $K_{ср}^*H_{эф.}$, где $K_{ср}$ — средняя проницаемость по разрезу скважины;
- Способ 2. Сумма КН по разрезу скважины;
- Способ 3. Расчет КН по картам проницаемости и эффективных толщин.

Эти способы апробированы для трех типичных траекторий скважин:

- А) Пологая скважина, вскрывающая весь разрез;
- Б) Скважина с горизонтальным участком, не вскрывающая весь разрез;
- В) Скважина с синусоидальным профилем, не вскрывающая весь разрез.

Для выбора лучшей методики осреднения параметра K^*H вдоль разрезов скважин разных профилей для каждой из скважин были созданы три гидродинамические модели. В каждой из этих моделей моделировался процесс восстановления пластовых давлений и формировалась «синтетическая» кривая восстановления давления. В результате интерпретации этих «синтетических КВД» рассчитывалось значение K^*H , которое и принималось в качестве точного значения.

Случай А: Все способы осреднения дают близкие результаты.

Случай Б:

- * Способ 1 дает завышенное значение КН, т.к. скважина проходит преимущественно по высокопроницаемому интервалу и это искажает результаты осреднения;
- * Способ 2 дает немного заниженное значение проницаемости, т.к. скважина не вскрывает всю толщину коллектора;
- * Способ 3 дает завышенный результат, т.к. скважина не вскрывает нижний интервал и он не вовлечен в разработку;

Случай В:

- * Способ 1 дает искаженное значение по сравнению с эталонным значением КН, что связано как с некорректностью учета горизонтальных участков скважины, так и недоучет коллектора, не вскрытого скважиной;
- * Способ 2 дает более близкое значение к эталонному КН, однако как и первый способ не позволяет учитывать коллектор, не вскрытый скважиной;
- * Способ 3 дает результат, близкий к точному решению.

По результатам выполненных численных экспериментов наилучшими способами являются второй и третий, которые дают наименьшее отклонение от точного решения.

Матрица применимости ГДИС

Параметр	Критерии оценки				
	Надежность определения ГДИС на Верхнеконском ГКМ	Качество интерпретации	Возможность использования в симуляторе ГДМ	Применимость параметра	Рекомендации по использованию
КН	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая	В качестве параметра настройки
Эффективная длина скважины	Низкая	Невозможно определить	Средняя	Низкая	Не используется
Общий скин-эффект	Высокая	Высокая	Низкая	Низкая	Не используется
Скин от повреждения ПЗП	Низкая	Невозможно определить	Высокая	Низкая	Не используется
Р-последняя точка КВД	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая	В качестве параметра настройки
Р-пластовое	Высокая	Средняя	Средняя	Средняя	В качестве параметра сравнения
Расстояние до границы пласта	Средняя	Средняя	Низкая	Низкая	В качестве проверки модели и при геомоделировании
Kv/Kh	Низкая	Невозможно определить	Средняя	Низкая	Не используется
Кпрод	Высокая	Высокая	Средняя	Высокая	В качестве параметра настройки новых скважин

Методика сопоставления фильтрационных параметров гидродинамической модели и результатов интерпретации гидродинамических исследований скважин может быть полезна для всех месторождений, разрабатываемых с применением горизонтальных скважин.

SPE-138083

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НИЖНИХ ГОРИЗОНТОВ ЮРСКОГО РАЗРЕЗА И ДОЮРСКОГО ФУНДАМЕНТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ (НА ПРИМЕРАХ МАЙСКОГО И ФЕСТИВАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

О. Пинус, Д. Иванов, М. Гостев/ Schlumberger, DCS; Д. Наймушин, А. Попов/Imperial Energy, ONGS Videsh

В рамках представленной работы был проведен комплексный анализ данных сейсморазведки 3D, каротажных материалов и керна по продуктивным комплексам Майского и Фестивального месторождений.

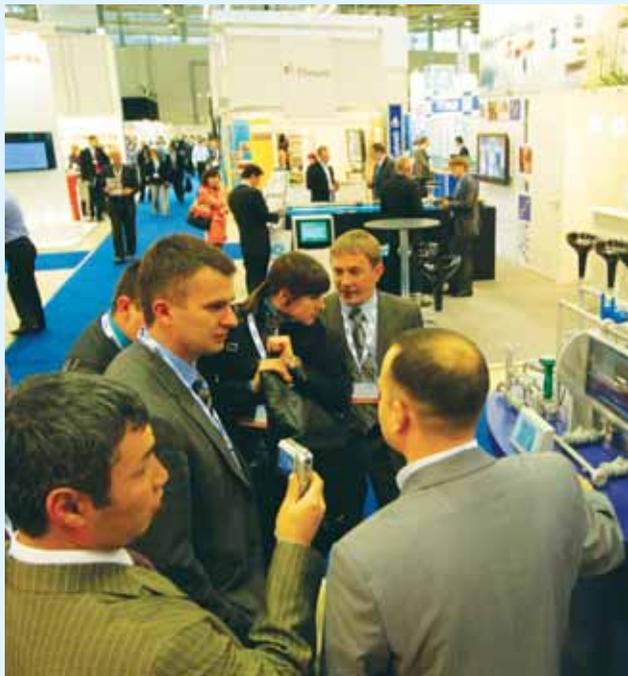
Анализируемые объекты представляют собой песчаные пласты низов тюменской свиты, залегающие на эродированной поверхности доюрского фундамента, а также трещиноватые коллекторы последнего. Целью данной работы являлось построение геологической основы (модели) для подбора оптимальной технологии разработки данных пластов, которые характеризуются низкими ФЕС.

Учитывая сложность геологического строения комплекса Ю12-Ю16, перед моделированием проводилось их детальное геологическое изучение. Данный этап работ включал стратиграфический анализ и корреляцию каротажных данных, седиментологические описания ядерного материала, атрибутный анализ данных сейсморазведки 3D и фациальную интерпретацию.

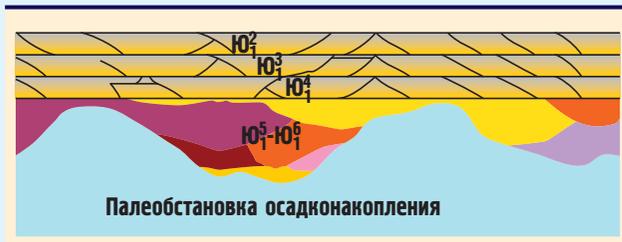
В первую очередь был проведен структурно-тектонический анализ — интерпретировались основные механизмы структурообразования и история тектонического развития. На Фестивальном месторождении основное антиклинальное поднятие сформировалось как структура «междвигового выпячивания» (pop-up structure) в результате крупной региональной деформации левостороннего сдвига.

Данные выводы позволили улучшить качество структурной интерпретации и, в частности, достичь большей однозначности в выделении и прослеживании разломов. Для трассирования разломов также широко применялась методика ant-tracking. Представления о направлениях региональных напряжений (полученные по результатам скважинных имиджеров) позволили оптимально спланировать траектории стволов горизонтальных скважин, в которых планируются операции ГРП.

Далее, проводилась интерпретация обстановок осадконакопления и фациальный анализ. В разрезе продуктивных пластов Майского месторождения было выделено два комплекса с различными условиями осадконакопления (снизу вверх): 1. Пласты Ю15-Ю16 и 2. Пласты Ю12-Ю13-Ю14.



Принципиальная схема строения нижних горизонтов юрского разреза Майского месторождения



Палеобстановка осадконакопления

Формирование нижнего комплекса (Ю15-Ю16) происходило при выравнивании доюрского рельефа в системе рек заплетенного типа (braided rivers). Выводы об обстановках осадконакопления были сделаны на основе результатов седиментологических описаний керна.

Верхний комплекс (Ю12-Ю14) формировался уже в условиях выровненной равнины в реках меандрирующего типа (meandering streams). Здесь терригенные циклы (пласты) отделены друг от друга угольными пачками и сами пласты характеризуются более высокой неоднородностью в сравнении с нижележащим комплексом.

Полученные результаты позволили определиться с концептуальными представлениями о строении пласта, которые легли в основу для построения геологической 3D-модели. Для построения модели пластов Ю15-Ю16 использовался метод объектного моделирования, который позволяет воспроизводить объекты (тела) синусоидальной конфигурации, сходные с русловыми каналами.

Данная методика является приемлемой для русловых комплексов разветвленного типа, учитывая их морфологию песчаных тел и высокую степень связности последних. Подобный алгоритм, однако, не мог уже быть применен для комплекса отложений Ю12-Ю14, поскольку они формировались в реках меандрирующего типа.

В данных отложениях основные песчаные тела формируются в барах песчаных кос (point bars), которые сильно отличаются по морфологии от вытянутых синусоидальных объектов (получаемых при объектном моделировании). В результате, для пластов Ю12-Ю14 был использован алгоритм индикаторного моделирования SIS (Sequential Indicator Simulation).

Геологическое строение нижних горизонтов разреза региона следующее:

1. Отложения нижней части юрского разреза (включающие пласты Ю12-Ю16) формировались в русловых комплексах и характеризуются отчетливым циклическим строением. При этом, пласты Ю15-Ю16 отлагались в условиях рек разветвленного типа при значительном привносе терригенного материала, когда происходило выравнивание доюрского рельефа. Пласты Ю12-Ю14 формировались уже на выровненной равнине в условиях меандрирующих рек;
2. Образования доюрского фундамента сложены карбонатами или глинистыми сланцами, где коллекторские свойства определяются компонентом трещиноватости;
3. Геологическая структура месторождений сформировалась в результате сдвиговых деформаций, характерных для данного региона Западной Сибири. На Фестивальном месторождении четко определяется структурный элемент междвигового выпячивания (pop-up structure);
4. Трещиноватость фундамента четко связана с элементами структурного строения, что позволяет проводить прогноз данного параметра в межскважинное пространство.

Выводы об условиях осадконакопления песчаных пластов позволили подобрать оптимальные алгоритмы построения геологических моделей и правильно учесть пространственную неоднородность резервуаров. Основное заключение фациальной дифференциации и эволюции обстановок осадконакопления низов тюменской свиты делается впервые для разрезов юго-востока Западной Сибири.

ПРАКТИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

SPE-134301

ОПЫТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В. Шкураков, М. Громан/«ОРГформула»

Проведенные исследования показали высокую эффективность технологии геологической интерпретации данных сейсморазведки Resog-12 при решении задачи прогнозирования характера флюидонасыщения коллекторов и продуктивности доюрских отложений Западной Сибири.

Интерес к «нетрадиционным» объектам поиска, разведки и добычи нефти и газа Западной Сибири обусловлен необходимостью увеличения ресурсного потенциала региона. Согласно существующим оценкам, доюрские отложения Западной Сибири содержат значительные резервы нефти. Вплоть до настоящего времени доюрские отложения Западной Сибири остаются малоисследованным, чрезвычайно сложным объектом для поиска и разведки промышленно значимых скоплений углеводородов.

Рогожниковское нефтяное месторождение находится в центральной части Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) на территории западного борта возвышенности Белогорский материк, являющейся западным окончанием Сибирских увалов. Рогожниковское — крупнейшее из новых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в ХМАО — имеет извлекаемые запасы промышленных категорий около 150 млн тонн, что сопоставимо с остаточными запасами базовых месторождений компании: Лянторского, Федоровского, Тянского, Конитлорского. Доюрские отложения ассоциируются с промежуточным триасовым (катаплатформенным) структурным этажом.

На сегодняшний день Рогожниковское месторождение — единственное в Западной Сибири, где ведется опытно-промышленная добыча нефти из отложений доюрского комплекса. В 2007 году ООО «ОРГформула» и ОАО «Сургутнефтегаз» провели исследование возможности прогнозирования коллекторов, характера их флюидонасыщения и продуктивности отложений юры и триаса Рогожниковского месторождения средствами технологии геологической интерпретации данных сейсморазведки Resog-12.

Технология геологической интерпретации данных наземной сейсморазведки Resog-12 основывается на нейронно-сетевом алгоритме распознавания образов. Алгоритм реализует многослойную прямонаправленную самообучающуюся сеть. Технология Resog-12 разработана в Наро-Фоминском филиале ВНИИГеофизики в отделе сейсморазведки.

Опыт использования технологии Resog-12 широк и разнообразен: Западная Сибирь, Восточная Сибирь, Татария, Калмыкия, Ставропольский край, Северная Осетия, Кабардино-Балкария, Астраханская область, Канада и др. За годы эксплуатации данной технологии построено более 50 детальных карт нефтегазоносности продуктивных горизонтов более чем 30 месторождений. Многие сотни скважин глубокого бурения подтвердили высокую эффективность технологии Resog-12.

Проведенные исследования показали возможность прогнозирования продуктивности доюрских отложений Западной Сибири сейсмическими методами, включая решение такой экстремально сложной задачи, как прогнозирование дебитов продуктивных скважин.

SPE-136334

ОПИСАНИЕ ДОКЕМБРИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СИСТЕМ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ: ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ПО ДАННЫМ НЕФТЯНОЙ ГЕОХИМИИ И БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

M. Эверетт/Chevron Energy Technology Company

Факторы неопределенности, связанные с количеством, местоположением и площадным распространением докембрийских нефтегазоносных систем Восточной Сибири, главным образом, связаны с отсутствием прямых данных о материнских породах.

Данная работа предлагает результаты изучения материнских пород, являющихся источником УВ для нефтеносных площадей юга Лено-Тунгусского района, по косвенным данным, полученным в результате оценки имеющихся геохимических данных по нефтям и газам Вендско-Кембрийских коллекторов.

Результаты прогнозов, выполненных по технологии Resog-12, полученные по юрской группе отложений

№ КР	№ скважины	Пласт	Прогноз Resog-12	Результаты испытаний
1	1010	JK2-3, JK4	нефть+вода	нефть+вода
2	3041	JK2-4	нефть+вода	нефть+вода

Результаты прогнозов, выполненных по технологии Resog-12, полученные по триасу

№ КР	№ скважины	Пласт	Прогноз Resog-12	Результаты испытаний
3	3048	TR	нефть+вода	нефть+вода
4	785R	TR3(1)	нет коллектора	нет коллектора
5	1052	TR	нефть	нефть
6	1061	TR	нефть	нефть
7	875R	TR	нефть	нефть

Результаты прогнозов, выполненных по технологии Resog-12, полученные по юрской группе отложений

№ КР	№ скважины	Пласт	Прогноз Resog-12	Результаты испытаний
1	1010	JK2-3, JK4	10-20 м ³ /сут	Не противоречит прогнозу Resog-12
2	3041	JK2-4	–	–

Результаты прогнозов, выполненных по технологии Resog-12, полученные по триасу

№ КР	№ скважины	Пласт	Прогноз Resog-12	Результаты испытаний
3	3048	TR	10-20 м ³ /сут	Не противоречит прогнозу Resog-12
4	785R	TR3(1)	0 м ³ /сут	Не противоречит прогнозу Resog-12
5	1052	TR	Не менее, чем 50 м ³ /сут	Не противоречит прогнозу Resog-12
6	1061	TR	–	Не противоречит прогнозу Resog-12
7	875R	TR	1-2 м ³ /сут	Не противоречит прогнозу Resog-12

Геохимические данные и бассейновое моделирование были использованы для:

- 1) Установления количества нефтематеринских пород, поставляющих УВ в залежи;
- 2) Определения условий осадконакопления и литологии материнских пород;
- 3) Оценки термической зрелости материнских пород;
- 4) Прогноза местоположения источников УВ и путей миграции.

В данной работе используются геохимические интерпретации данных по нефти и газу, взятых из опубликованных источников и базы данных по пластовым флюидам GeoMark Reservoir Fluid Database, и она содержит сравнительную характеристику образцов нефтеносных площадей Непско-Ботуобинская, Ангаро-Енисейская, Хатангская седловина и Байкитская.

Построены одномерные модели зрелости пород в псевдоскважинах Непско-Ботуобинской и Ангаро-Енисейской нефтеносных площадей, включающие принятые характеристики материнских пород для задания ограничений по срокам формирования и температурному режиму для компонент нефтегазоносных систем.

Данные геохимического анализа нефти, добываемой на месторождениях Ангаро-Енисейской, Непско-Ботуобинской, Байкитской и Хатангской нефтегазоносных площадей показали, что эту нефть можно отнести к трем различным типам, что говорит о наличии трех нефтегазоносных систем на юге Ленско-Тунгусской провинции.

С учетом того, что нефть всех трех типов не содержит следов биораспада и имеет похожую термальную историю, различия по биомаркеру можно интерпретировать как различные условия осадконакопления при формировании материнских пород. Нефть Непско-Ботуобинской и Байкитской нефтегазоносных площадей формировалась в материнских породах, образованных в ограниченных бескислородных морских условиях.

По всей видимости, данные материнские породы имели большое содержание органики и являлись нефтеносными, что наиболее ярко подтверждается данными по пласту Ирмекен, Байкитской площади. Нефть Ангаро-Енисейской нефтегазоносной площади формировалась в материнских породах, образованных в субкислородных и кислородных морских условиях. В таких условиях, как правило, происходит обеднение органики, поэтому материнские породы Ангаро-Енисейской площади являются более газоносными.

Анализ геохимических данных в контексте палеогеографии Восточной Сибири говорит о том, что возраст нефти этого региона — поздний Рифей — Венд. Байкитская нефть происходит из материнских пород Байкитской нефтегазоносной площади. Непско-Ботуобинская нефть, скорее всего, происходит из материнских пород, расположенных на северо-востоке нефтегазоносной площади, которые впоследствии подверглись метаморфизации и эрозии.

Анализ данных биомаркера и свойств пластового флюида указывает на обширную латеральную миграцию Непско-Ботуобинской нефти поперек антеклизы и формированию залежей углеводородов, которые характеризуются тем, что в залежах, которые находятся ближе к материнским пластам, содержится больше газа и серы, а нефть тяжелее. В залежах углеводородов, которые находятся дальше от материнских пластов, нефть легче, в ней меньше газа и серы.

Однако данный тренд зачастую осложнен локальной геологией и многочисленными напластованиями пород-коллекторов. Нефть Ангаро-Енисейской нефтегазоносной площади, по всей видимости, происходит из материнских пород, расположенных на юго-востоке площади. Для определения маршрутов миграции или дополнительных материнских пластов на Ангаро-Енисейской нефтегазоносной площади требуется проведение анализа дополнительных проб нефти, т.к. на данный момент информации для этого недостаточно.

Погружение Сибирской платформы и образование мощных солевых пропластков раннего Кембрия создали условия для формирования залежей углеводородов на Восточно-Сибирской нефтегазоносной площади. Одномерное моделирование псевдоскважин Ангаро-Енисейской и Непско-Ботуобинской площади показало, что обширные солевые отложения раннего Кембрия явились хорошими крышками формировавшихся нефтегазоносных систем.

В дополнение к этому, сильно соленая поровая вода, образованная в этот период, препятствовала процессам биораспада углеводородов в коллекторах, независимо от температурного режима коллекторов. Данные резуль-

таты говорят о том, что большие запасы углеводородов Непско-Ботубинской площади, скорее всего, зависимы от горизонтальной выдержанности коллекторов, а не от времени образования и сохранения залежей.

Эти данные совершенствуют имеющиеся представления о нефтегазоносных системах Восточной Сибири и оказывают непосредственное влияние на прогноз свойств флюидов на месторождении и масштаб зон развития коллекторов.

SPE-136305

ОТКРЫТИЕ НОВОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА НА ШЕЛЬФЕ О. САХАЛИН

А. Бычков/ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»

Сахалинская нефтегазоносная область, занимающая территорию о. Сахалин и акваторию прилегающего шельфа, включает в себя полностью или частично ряд осадочных бассейнов: Северо-Сахалинский, Южно-Сахалинский, Дерюгинский (западный борт), Западно-Сахалинский (восточный борт).

Поиски нефти были начаты в области почти 100 лет назад, и к концу прошлого века была установлена промышленная нефтегазоносность Северо-Сахалинского (1911 г.), Южно-Сахалинского (1971 г.) и Западно-Сахалинского (1986 г.) бассейнов. Подавляющее большинство месторождений (70 из 75) разведаны на структурах Северо-Сахалинского бассейна.

Четыре мелких месторождения газа открыты на структурах Анивской антиклинальной зоны в территориальной части Южно-Сахалинского бассейна, мелкое газовое месторождение разведано в Западно-Сахалинском бассейне на присахалинском шельфе. Первые же скважины, пробуренные на шельфе в Северо-Сахалинском бассейне, дали крупные открытия (1977–1979 гг.).

В последующие 15 лет здесь были открыты крупные газоконденсатнонефтяные и уникальное нефтегазоконденсатное месторождение, на базе которых созданы проекты по добыче нефти и газа «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Естественно, что успешные результаты нефтегазопроисковых работ в Северо-Сахалинском бассейне повышали интерес к рядом расположенному Дерюгинскому крупному осадочному бассейну с аналогичным по мощности и стратиграфическому расчленению разрезом.

Однако результаты сейсморазведочных работ в бассейне не давали оснований для оптимизма из-за некоторых особенностей строения его осадочного разреза: отсутствия в его структуре крупных структурных ловушек и преобладающе глинистого состава. К тому же, результаты поисково-разведочного бурения и сейсморазведки в шельфовой зоне Северо-Сахалинского бассейна однозначно свидетельствовали о глинизации разреза продуктивного комплекса (нижненутовского горизонта) в направлении Дерюгинского бассейна.

Только к середине 1990-х годов в результате тематических исследований было выделено направление нефтегазопроисковых работ в бассейне, связанное с предполагаемым распространением турбидитных резервуаров на его присахалинском борту. Поисковые работы (сейсморазведка 2D, 3D, поисковое бурение) по этому направлению были начаты в 2000 году и привели к открытию нового нефтегазоносного бассейна.

Дерюгинский бассейн географически соответствует одноименной глубоководной впадине в западной части Охотского моря. Площадь бассейна — 81 тыс. км². Осадочное выполнение бассейна представлено олигоцен-четвертичной толщей, максимальной мощностью до 12 км.

В разрезе преобладают глубоководные морские и кремнисто-терригенные отложения, обладающие высоким нефтегазогенерационным потенциалом. Распространение коллекторов очень ограничено. На большей части площади бассейна практически весь разрез, за исключением верхней слабо литифицированной части четвертичного комплекса, представляет потенциальную нефтегазоматеринскую толщу.

Материнские породы представлены, в основном, глинистыми и глинисто-кремнистыми литотипами с ОБ смешанного или преобладающе сапропелевого типа. В очень ограниченных количествах присутствуют карбонатные породы. Содержание Сорг в породах западного присахалинского борта бассейна составляет 0,8-2,0%.

Степень зрелости ОБ в депоцентре бассейна в олигоцене — нижнем миоцене соответствует постгенерационной зоне, в среднем-верхнем миоцене — главной зоне генерации газа, в плиоцене — главной зоне генерации и эмиграции нефти. На присахалинском борту бассейна ОБ в породах плиоцена — незрелое, средне-верхнего миоцена — раннезрелое.

По данным сейсморазведочных работ присутствие коллекторов порового типа предполагается в миоцен-плиоценовом комплексе (нижненутовский, верхненутовский и помырский горизонты) на западном присахалинском борту бассейна. В основном это песчаные тела глубоководных и склоновых фаций.

Отложения комплекса находятся в оптимальных катагенетических условиях, что позволяет предполагать хорошее качество коллекторов: пористость — 20–35%, проницаемость — 100–1000 мД и более. Аналогичные коллекторы, но меньшей мощности и распространенности, возможны в отложениях среднего и верхнего миоцена. Не исключена возможность обнаружения трещинных коллекторов в кремнистых отложениях верхнего олигоцена.

Ловушки бассейна (за исключением Кайганско-Васюканского лицензионного участка) изучены слабо. Оligocen-верхнемиоценовая часть разреза интенсивно дислоцирована и характеризуется широким раз-



витием субпараллельных наклонных блоков, образующих полу-грабены. Последние сопровождаются небольшими антиклиналями, прослеживающимися вдоль локальных разломов.

Вдоль региональных сбросов, ограничивающих крупные грабены или полуграбены, могут быть обнаружены дизъюнктивные ловушки. На западном и восточном борту бассейна присутствуют литологические ловушки, связанные с турбидитными телами. Промышленная нефтегазоносность бассейна установлена в 2004–2005 годах в результате бурения первой поисковой скважины глубиной 3572 м на присахалинском борту бассейна (Кайганско-Васюканский лицензионный участок). Скважина подтвердила присутствие резервуара большой мощности и высокого качества в разрезе нижненутовского горизонта.

По данным ГИС и результатам опробования на кабеле было установлено присутствие в кровельной части резервуара массивной газоконденсатнонефтяной залежи. В 2005 году при испытании в колонне нефтяной части залежи был получен фонтанный приток нефти. Дальнейшие работы подтвердили промышленную нефтегазоносность структурных ловушек. Основные перспективы поисков месторождений нефти и газа в бассейне связаны с турбидитными резервуарами миоцен-плиоценового комплекса на его присахалинском борту — так называемый «внешний» пояс турбидитных резервуаров.

Полоса распространения установленных или предполагаемых литолого-стратиграфических и структурно-литологических лову-

шек в этих отложениях по данным сейсморазведки протягивается в пределах Восточно-Сахалинской моноклиальной зоны на 350 км вдоль Западно-Охотского разлома и восточного крыла Шмидтовского поднятия от Ионинского поднятия на севере до южного окончания Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны на юге. Площади таких ловушек — 300–400 км².

В перспективе литологические и структурно-литологические ловушки этого направления составляют главный резерв роста ресурсной базы и уровня нефтегазодобычи на сахалинском шельфе.

SPE-135940

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ТАГАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ)

С. Парначев, П. Молодых /SPE; Д. Мезенцев, А. Аноп/ТомскНИПИнефть

На примере Тагайского нефтяного месторождения рассматривается методика изучения и моделирования разработки недонасыщенного нефтяного пласта, синтезирующая результаты адаптированной программы лабораторных исследований и инженерной оценки нефтяного резервуара.

Геологическая модель пласта Ю₁³ Тагайского месторождения состояла из трехмерного грида (угловая точка) с размером ячеек 50*50 м; пачка Ю₁^{3А} разделена пропорционально на 18 слоев, пачка Ю₁^{3А} — на 22 слоя (пачка Ю₁^{3В} не моделировалась); средняя высота ячейки составила 0,8 м. Распределение пористости выполнялось стохастическим методом (SGS) с использованием карт пористости, построенных по усредненным скважинным данным и с применением концептуальной седиментологической модели.

Проницаемость в каждой ячейке вычислялась по универсальной для месторождения зависимости от пористости. Водонасыщенность распределялась стохастически на основании результатов интерпретации каротажей ГИС, показавших свою достоверность сравнениями с моделью капиллярно-гравитационного равновесия.

В фильтрационной модели размерность ячеек грида была сохранена; были использованы результаты исследования относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода»; концевые точки кривых были масштабированы в соответствии со значениями остаточных водо- и нефтенасыщенностей.

В соответствии со сценариями разработки, предусматривающими снижение забойного давления на добывающих скважинах ниже давления насыщения, было выполнено моделирование трехфазной фильтрации (вода, нефть, сухой газ). Распределение водонасыщенности было заимствовано из геологической модели без изменений. Давление в пласте было рассчитано исходя из гидростатического равновесия с учетом начального пластового давления на уровне водонефтяного контакта (273 атм).

Оценка притока из законтурной области (влияние аквифера) выполнялась с помощью аналитической модели Фетковича, позволяющей учитывать снижение пластового давления и объем добычи из пласта.

Операции гидроразрыва пласта, выполняемые на всех добывающих скважинах при их вводе в эксплуатацию, отмечались заданием отрицательных значений скин-фактора.

Адаптация проводилась для 17 скважин (из них 10 — добывающие, остальные нагнетательные); основными параметрами адаптации являлись форма кривых относительных фазовых проницаемостей, поле остаточной водонасыщенности и распределение значений абсолютной проницаемости в окрестности избранных скважин.

Результаты адаптации оцениваются как вполне удовлетворительные: моделируемые месячные отборы нефти, обводненность, забойные и пластовые давления полностью соответствуют фактическим значениям; динамика средневзвешенного пластового давления также соответствует промысловой отчетности.

Результатом геологического и фильтрационного моделирования явилось существенное снижение геологических рисков недостижения ранее планируемых параметров разработки, в терминах геологических и извлекаемых запасов оцениваемое как 30%-ное снижение обоих параметров.

Проведенные исследования показали необходимость соответствия программ лабораторных исследований керн характеру изучаемого нефтяного резервуара и решаемых геолого-технологических задач, проиллюстрировав актуальность живого контакта между лабораторными и аналитическими подразделениями, а также решающую роль ГИПа в координации работ по исследованию и моделированию резервуара. Практическими выводами выполненных работ являются:

1. Необходимость оперативного изменения программы лабораторных исследований керн в зависимости от результатов предварительных исследований и эволюции аналитических оценок резервуара;
2. Недонасыщенные нефтяные резервуары весьма распространены в условиях низкопроницаемых коллекторов и малоамплитудных ловушек и, в частности, для средне- и позднечурских коллекторов юго-восточной окраины Западно-Сибирской плиты, где играют существенную роль. Изучение таких резервуаров должно начинаться с разносторонней оценки характера насыщения и — после этого — формирования программы специальных исследований керн;
3. Для недонасыщенных коллекторов снижение коэффициента вытеснения нефти водой (при адекватно заданной начальной насыщенности) осуществляется за счет уменьшения начальной нефтенасыщенности; остаточная водонасыщенность — по сравнению с предельно насыщенными коллекторами — практически не изменяется;
4. Снижение значений коэффициента вытеснения нефти водой на 30% для пласта Ю₁^{3А} Тагайского месторождения повлекло за собой соответствующее изменение значений извлекаемых запасов нефти, что оценивается авторами как несомненное снижение геологических рисков разработки.

Результаты работы представляют интерес для нефтяных геологов и разработчиков, особенно в связи с актуальностью вовлечения в эксплуатацию многочисленных низкопроницаемых средних и мелких ме-

Результаты исследований коэффициента вытеснения нефти водой образцов керн пласта Ю₁³

Номер образца	Открытая пористость, %	Проницаемость, мД	Начальная водонасыщенность, д.е.	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	Коэффициент вытеснения нефти водой, д.е.	
Серия тестов № 1. Начальная водонасыщенность образцов соответствует остаточной, определенной методом полупроницаемой мембраны							
1	3185-07//	16,2	47,6	0,362	0,638	0,260	0,593
2	3188-07//	16,0	42,8	0,339	0,661	0,240	0,637
3	510-08//	16,7	33,6	0,376	0,624	0,246	0,606
4	520-08//	16,2	24,7	0,402	0,598	0,250	0,581
5	3191-07//	14,7	17,9	0,407	0,593	0,240	0,595
6	3183-07//	16,2	14,7	0,422	0,578	0,294	0,492
7	3175-07//	16,7	6,5	0,550	0,450	0,204	0,547
8	3174-07//	16,7	4,3	0,594	0,406	0,202	0,503
9	3178-07//	15,7	4,0	0,581	0,419	0,233	0,444
10	3177-07//	15,3	3,4	0,590	0,410	0,220	0,462
Среднее		16,0	19,9	0,462	0,538	0,239	0,546
Серия тестов № 2. Начальная водонасыщенность образцов приближена к определенной по ГИС и J-функции Леверетта							
7	3175-07//	16,7	6,5	0,604	0,396	0,218	0,449
8	3174-07//	16,7	4,3	0,656	0,344	0,214	0,377
9	3178-07//	15,7	4,0	0,700	0,300	0,202	0,327
10	3177-07//	15,3	3,4	0,655	0,345	0,215	0,377
Среднее		16,1	4,6	0,654	0,346	0,212	0,383

сторождений в низкоамплитудных ловушках. Комбинация независимых методов анализа позволила установить недонасыщенный характер основной нефтяной залежи. Определение коэффициента вытеснения нефти водой проводилось на моделях пласта с явно заданной нефтенасыщенностью, соответствующей установленной в пласте.

Полученные значения коэффициента вытеснения позволили внести существенные изменения в предыдущие оценки КИН и, соответственно, извлекаемых запасов УВ, снизив величину последних на 30%. Результаты работы прошли апробацию на ГКЗ и в ЦКР «Роснедра» в 2009 году.

В работе содержатся детальные описания методики оценки насыщенности и создания лабораторной модели пласта с насыщенностью, отличающейся от предельной, а также всей программы лабораторных исследований керна; приводятся описание и результаты прогноза гидродинамической модели, оценена сходимость результатов моделирования с реальными промысловыми данными.

Особый интерес представляет созданная концепция оценки и моделирования разработки недонасыщенных нефтяных резервуаров, количество и распространенность которых (по крайней мере, для Западной Сибири), вероятно, недооценивается.

SPE-136309

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО ДАННЫМ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Л. Болдушевская/ООО «КрасноярскНИПИнефть»

С целью оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений выполнено двухмерное моделирование истории нефтегазообразования в пределах слабоизученной территории северо-запада Сибирской платформы.

Для исследований использовались данные по геохимии органического вещества пород (пиролиз Rock-Eval, определение элементного состава керогена, измерение отражательной способности витринита в углистых включениях верхнепалеозойских пород, результаты изучения распределения УВ-биомаркеров); материалы структурных построений.

Исходными данными для моделирования как 2D, так и 3D в специальных программных пакетах являются:

- а) геологические данные: карты изогипс, разломов, распределения давлений, температур и песчанистости, кроме того для выделения зон с наилучшими ФЕС — результаты изучения керна;
- б) геотермические данные: точечные замеры температур в скважинах на различных глубинах, современный температурный градиент, отражательная способность витринита (R₀), а также распределение современных и палеотемператур;
- в) геохимические данные: содержание ОВ, величина водородного индекса (HI) и T_{max} по пиролизу для определения нефтегазоматеринского потенциала.

Для проведения реконструкции истории нефтегазообразования использовались данные по геохимии органического вещества пород, данные замеров температур в скважинах. Поскольку имеющихся геологических, геохимических, сейсмических данных и пакета структурных построений недостаточно на сегодняшний день для этой территории, моделирование выполнено вручную, использовались только 1D-разрезы по скважинам в программе Genesis компании Zetaware.

Для применения специальных пакетов для 2D- и 3D-моделирования (например, Trinity, Temis, Petromod) в настоящее время выполняются структурные построения. Нужно отметить, что на данном этапе исследований выполнено моделирование процессов генерации УВ, намечены пути миграции и зоны аккумуляции УВ в залежи.

Для построений использовались данные геологической съемки масштаба 1:200 000, структурная карта по кровле венда — нижнего кембрия, материалы по нескольким небольшим сейсмическим профилям в западной части Тунгусской синеклизы, данные по скважинам Норильского района и Ледянской площади, материалы по определению шкалы катагенеза ОВ на территории Сибирской платформы.

По результатам оценки нефтегазоматеринского потенциала отложений и степени катагенеза ОВ в пределах северо-запада Сибирской платформы возможна генерация УВ в отложениях рифея, нижнего кембрия и нижнего силура на разных этапах геологической истории. В изучаемом разрезе прогнозируются терригенные коллекторы с хорошими ФЕС в отложениях рифея, среднего ордовика, среднего-верхнего карбона, а карбонатные коллекторы — в отложениях нижнего и среднего кембрия, нижнего силура, среднего девона.

По результатам бассейнового моделирования выделены основной очаг нефтегазообразования по нижнекембрийским и нижнесилурийским отложениям, а также прилегающая к нему перспективная зона нефтегазонакопления, что позволит выполнить оценку ресурсной базы и обосновать приоритетные направления лицензирования в пределах нераспределенного фонда северо-запада Сибирской платформы. 