

ISSN 2074-2339

научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

4-2014 [октябрь-декабрь]

Выпуск 37

3

Актуальные вопросы геологии в
подсчете запасов и оценке ресурсов
углеводородов

34

Закономерности изменения
литологического состава пильской
свиты о-ва Сахалин в связи с
перспективами добычи нефти из
кремнистых отложений

44

Комплексирование данных
3D сейсморазведки и
седиментологического анализа керна
при изучении нефтеносных речных
дельт верхнего девона на юге
Оренбургской области



РОСНЕФТЬ



РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ВЕСТНИК
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Миловидов В.Д.
(главный редактор)
Байков В.А.
Басыров М.А.
Гончаров И.В.
Давыдова Е.А.
Закиров И.С.
Исмагилов А.Ф.
Кузнецов А.М.
Малышев Н.А.
Муслимов Э.Я.
Петровский М.А.
Рудяк К.Б.
Телин А.Г.
Тыщенко В.А.
Якимов С.Б.

По решению ВАК Минобрнауки России включен в «Перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (редакция 17.06.2011 г.). Включен в Российский индекс научного цитирования.

СЕКРЕТАРИАТ

Хлебникова М.Э. (ответственный
секретарь редакционной коллегии)
Мамлеева Л.А.

При оформлении номера использованы
фотографии ОАО «НК «Роснефть»

Сдано в набор 12.11.2014
Подписано в печать 16.12.2014
Тираж 1000 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2014

Зарегистрирован
Федеральной службой по надзору
за соблюдением законодательства
в сфере массовых коммуникаций и охране
культурного наследия
01.06.2007 г. ПИ № ФС77-28481

При перепечатке материалов ссылка на
«Научно технический вестник
ОАО «НК «Роснефть» обязательна

Отпечатано в ООО «Август Борг»

Научное редактирование статей и
prepress ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»
117997, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1
www.oil-industry.ru

4-2014 [октябрь-декабрь]
Выпуск 37

СОДЕРЖАНИЕ

КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ

- 3** **Актуальные** вопросы геологии в подсчете запасов и
оценке ресурсов углеводородов

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

- 4** **Гайдук В.В., Куксов С.В., Земцов П.А., Грищенко Д.В.**
Технология структурного кинематического моделирования
на этапах поиска и разведки в складчато-надвиговых зонах
- 10** **Хамитуллин И.М., Новокрецин А.В., Шилова Ю.В.,
Клюсова Е.Ю.**
Возможности применения результатов геостатистической
инверсии для 3D геологического моделирования
- 14** **Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф.**
Комплексирование материалов изучения керна и
геофизических исследований скважин для моделирования
упругих свойств терригенных пород на примере объектов
ОАО «НК «Роснефть» в Западной Сибири
- 19** **Авраменко Э.Б., Грищенко М.А., Елецкий С.В.**
Практические рекомендации по усреднению скважинных
данных на сеточную область 3D геологической модели
- 24** **Парначев С.В., Скрипкин А.Г., Шалдыбин М.В.,
Бабов В.Н.**
Особенности лабораторного исследования керна
трещиновато-кавернозных коллекторов
- 30** **Миникеев Р.Р., Голубков Д.Е.**
Перспективы оценки насыщенности коллекторов в
процессе бурения боковых и горизонтальных стволов
скважин по данным газового каротажа (на примере
Советского нефтяного месторождения)
- 34** **Деревскова Н.А., Кравченко Т.И., Лыкова С.Б.,
Дряблов С.Н.**
Закономерности изменения литологического состава
пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами
добычи нефти из кремнистых отложений
- 41** **Гритчина В.В.**
Методы комплексирования данных при моделировании на
примере Южно-Орловского месторождения
- 44** **Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Рихтер О.В., Махмудова Р.Х.**
Комплексирование данных 3D сейсморазведки и
седиментологического анализа керна при изучении
нефтеносных речных дельт верхнего девона на юге
Оренбургской области





БУРЕНИЕ СКВАЖИН

- 51 Ерка Б.А., Хабаров А.В., Герасименко Н.А.**
О повышении надежности конструкции скважин в
осложненных условиях разработки нефтяных оторочек

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 54 Папоротная А.А., Нелепов М.В., Томашев Д.В.**
Особенности разработки залежей нефти в отложениях
нижнего триаса (нефтекумская свита) Восточного
Ставрополя

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

- 57 Пупченко И.Н., Захаров В.И., Романенко И.В.**
Результаты применения противотурбулентной
присадки M-FLOWTREAT на нефтепроводах
ОАО «Самаранефтегаз»

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- 60 Серебrenников Д.С.**
О необходимости разработки и внедрения нормативных
документов по обеспечению
пожарной безопасности морских стационарных
нефтегазодобывающих платформ

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

- 62 Пупченко И.Н., Черепанов А.В., Ларцев С.А.,
Трегубов К.А., Ахметшин В.Г.**
Применение энергосберегающего контроллера
электрических сетей освещения
на объектах нефтегазового комплекса

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

- 65 Лазаренко И.И., Шварцман Л.С., Канзафаров Д.Р.,
Талмуд М.Я.**
Актуальные вопросы развития корпоративной сети связи
ОАО «НК «Роснефть»
- 72 Редько П.Ю., Ходяев А.В., Лапушов А.В.**
Объемная визуализация сейсмических кубов средствами
web в ИС «Сейсморазведка»
- 76 Гилаев Г.Г., Гладунов О.В., Попов Ю.Ю., Исмагилов А.Ф.,
Хамитов И.Г., Мелешко М.С.,
Смыслов В.А.**
Предпосылки и результаты решения производственных
задач ОАО «Самаранефтегаз» с помощью инструмента
интегрированного проектирования TSFM
- 79 Рефераты**
- 84 Алфавитный** перечень статей, опубликованных
в Научно-техническом вестнике
ОАО «НК «Роснефть» в 2014 году

Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов

7-8 октября 2014 г. на базе Тюменского нефтяного научного центра (ООО «ТННЦ») в Тюмени был проведен корпоративный научно-практический семинар «Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов».

Данный семинар организован в соответствии с политикой ОАО «НК «Роснефть» в области производственных вопросов, научно-технических разработок и инноваций.

Основные цели семинара – обсуждение лучших практик, обмен передовым опытом внутри компании, определение дальнейших направлений в области подсчета запасов и оценки ресурсов углеводородов.

Присутствовали 97 специалистов из 19 корпоративных научно-исследовательских и проектных институтов (КНИПИ) и предприятий-недропользователей. Заслушан 31 доклад. Были приглашены и выступали с докладами представители ФБУ «ГКЗ»: генеральный директор И.В. Шпуров, начальник отдела В.Г. Браткова, эксперты В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун. На семинаре обсуждался широкий круг вопросов, касающихся подсчета запасов, в том числе трудноизвлекаемых и связанных с нетрадиционными коллекторами.

На семинаре рассмотрены примеры использования фациальных 3D моделей в подсчете запасов, внедрения результатов стохастической инверсии сейсмических данных в 3D моделировании. В разделе ядерных исследований обсуждались проблемы доломитизации карбонатных коллекторов, изучения рыхлосвязанного, тонкослоистого ядра. В докладах по интерпретации данных геофизических исследований скважин много внимания уделялось исследованиям по проблемам повышенной радиоактивности коллекторов, оценки качества покрышек, интерпретации тонкослоистых коллекторов. В области региональной геологии обсуждались вопросы изучения ресурсного потенциала, управления геологическими рисками при освоении ресурсной базы компании.

Планируется, что такие семинары будут проводиться регулярно на базе КНИПИ, лучшие доклады будут публиковаться в Научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть».

В этом выпуске Вестника опубликованы статьи, подготовленные по материалам лучших докладов, представленных на семинаре.



Технология структурного кинематического моделирования на этапах поиска и разведки в складчато-надвиговых зонах¹

В.В. Гайдук, д.г.-м.н., С.В. Куксов, П.А. Земцов, Д.В. Грищенко
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)

Ключевые слова: складчатая область, разрывные нарушения, кинематическая модель, структурная модель, геолого-разведочные работы (ГРР).

Key words: folded belt, disjunctive dislocations, kinematic model, structural model, exploration work objects.

Адрес для связи: svkuksov@rn-ntc.ru

Введение

Зоны сочленения складчатых областей и прилегающих прогибов, характеризующиеся сложно дислоцированной структурой, являются резервом нефтегазопромысловых работ. Несмотря на то, что многие из них – это старейшие нефтегазопромысловые районы, бурением, как правило, хорошо изучена только верхняя (обычно до 2,5 км) часть антиклинальных структур, имеющая конформное строение. Структурный план этой части антиклиналей достаточно надежно может быть подготовлен геологической съемкой и структурным бурением на основе традиционных приемов структурного анализа (треугольников, структурного подобия с учетом наклона осей складок, сохранения амплитуды разломов, интерполяции между профилями). В некоторых районах подготовка таких объектов выполняется на основе сейсморазведки, хотя в большинстве случаев сейсмические данные характеризуются низким качеством и используются, в лучшем случае, для геометризации фрагментов разреза.

Типичным примером развития ловушек складчато-надвиговой природы является прискладчатый борт Западно-Кубанского прогиба, сопряженный с орогеном Северо-Западного Кавказа. Многочисленные месторождения нефти, за редким исключением, были открыты на основе структурного анализа результатов структурного бурения и геологической

съемки. В настоящее время большинство этих месторождений находится на завершающей стадии разработки, что предопределяет смещение поисковых работ на более глубокие уровни.

Несовпадение структурных планов верхней, изученной бурением части разреза и нижележащей перспективной не позволяет применять традиционные приемы структурной экстраполяции на глубину. Неоднозначность структурной экстраполяции, а также низкое качество сейсмического материала являются основными сдерживающими факторами поисковых работ в складчато-надвиговых зонах. Одним из методов повышения качества выявления и подготовки таких объектов становится технология структурного кинематического моделирования.

Технология структурного кинематического моделирования

Основы структурного кинематического моделирования, включающего геометрическую балансировку, деформационную кинематику (геометрию движения слоев), а также типизацию структурных форм, слагающих различные типы складчато-надвиговых систем, изложены в работах российских и зарубежных авторов [1-6]. До недавнего времени широкое применение этой технологии в производственной практике сдерживалось трудоемкостью геометрических построений, для автоматизации ко-

¹Статья подготовлена по материалам доклада, представленного на семинаре «Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов».

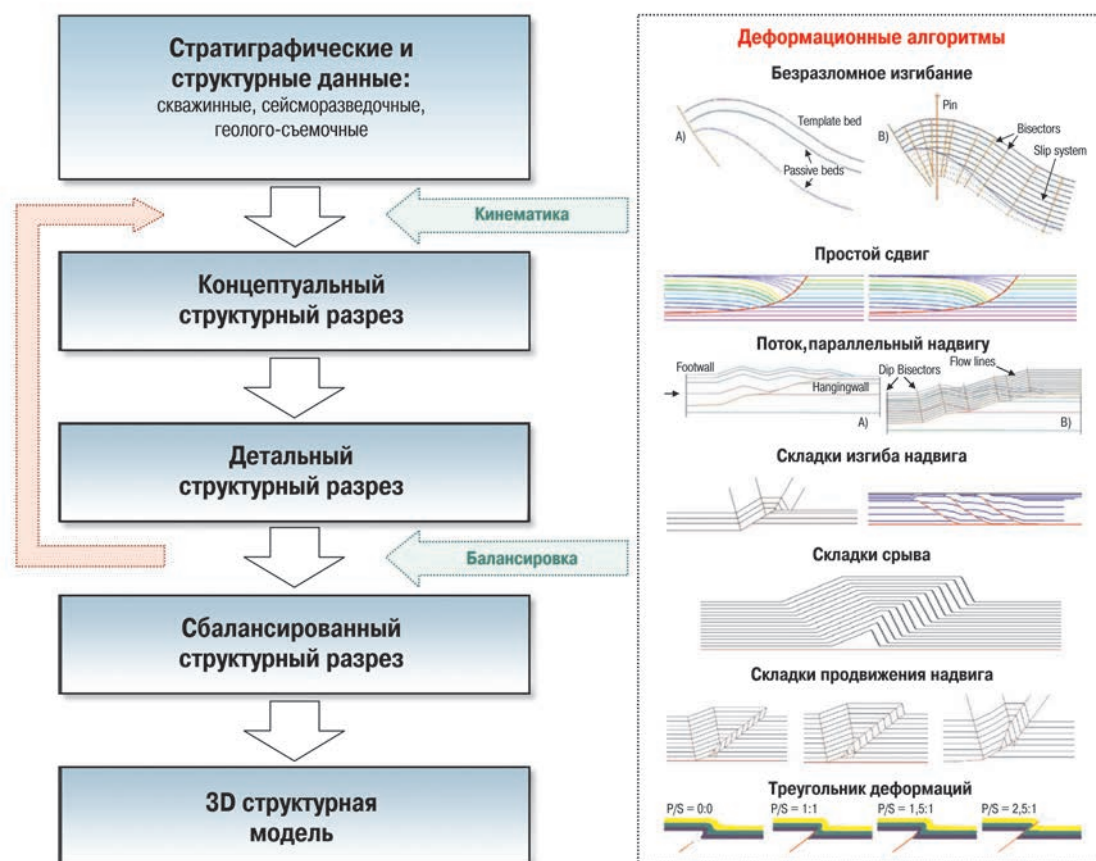


Рис. 1. Последовательность структурного моделирования

торых использовались лишь линейка, циркуль и транспортир. В настоящее время создано программное обеспечение, позволяющее выполнять интерактивное кинематическое моделирование в режиме реального времени с использованием различных деформационных алгоритмов.

На практике выделяется пять основных этапов процесса структурного моделирования (рис. 1).

1. На первом этапе проводятся сбор и анализ геолого-геофизических данных, формируется стратиграфическая модель, строятся прикидочные геологические профили, формулируются рабочие гипотезы. Большое влияние на первичную геологическую интерпретацию влияют предыдущие представления о геологическом строении, экспертные мнения исследователей, региональный контекст.

2. На втором этапе происходит поэтапное воссоздание структурно-тектонических событий, сформировавших современный облик складчато-надвиговой системы. Проводится типизация тектонических структур территории и путем подбора соответствующих деформационных алгоритмов (и их сочетаний) в специальном программном обеспечении формируется концептуальная кинематическая модель, кото-

рая учитывает тектонотипы структур, последовательность их образования, стратиграфические уровни скольжения. В обязательном порядке предлагается несколько принципиально отличных друг от друга концепций формирования структур. После их сопоставления к реализации принимается максимально удовлетворяющая всем входным геолого-геофизическим данным кинематическая модель.

3. На третьем этапе строится серия детальных профильных геологических разрезов, субпараллельных направлению тектонического транспорта. Несмотря на одинаковое суммарное горизонтальное сокращение вдоль надвиговой системы, смещение по отдельным разломам по простиранию заметно изменяется. Особо следует опасаться пересечения трансформных линий, таких как сдвиги, сбросы и др. [1]. Построения выполняются в соответствии с принятой кинематической моделью и с обязательным учетом имеющейся фактической геолого-геофизической информации. Расстояние между профилями выбирается в зависимости от масштаба исследований и необходимой итоговой детальности.

4. На четвертом этапе проверяется качество построения детальных структурных разрезов. Основ-

ным методом проверки является балансировка геологических разрезов. Суть методики – восстановление геологических разрезов до преддеформационного состояния с помощью набора деформационных алгоритмов и итерационная корректировка модели до получения геометрически непротиворечивого разреза, удовлетворяющего условию сохранения объема или длины слоев (балансировка). Набор соответствующих деформационных алгоритмов применяется в зависимости от выбранной концептуальной модели. Сбалансированный структурный разрез не должен противоречить имеющимся геолого-геофизическими данными. В случае явного противоречия должен быть начат новый итерационный цикл с пересмотра концептуальной модели.

5. На пятом этапе выполняется построение объемной структурной модели на основе серии сбалансированных разрезов. Для определения пространственной конфигурации складок и их взаимного расположения необходимо принять параметры для интерполяции между профильными разрезами и оценить пространственную ориентацию складкообразующих и покровных разломов. Далее для изучения структуры по простиранию и моделирования сдвиговой составляющей складчато-разломных объектов применяются инструменты программного обеспечения для проверки достоверности структурной 3D моделей.

Опыт применения технологии структурного кинематического моделирования на этапе поиска

К прискладчатому борту Западно-Кубанского прогиба приурочен ряд месторождений, связанных с интенсивно деформированными палеоцен-эоценовыми отложениями. Южнее, в пределах Псебепско-Гойтхского антиклинория и Собербашско-Гунайского синклинория, занимающих соответственно осевую часть и северные отроги Западного Кавказа, на поверхность выходят отложения сложно дислоцированного мезозойского структурного комплекса. На перспективность поиска залежей в пределах этой территории указывают нефтегазопроявления, развитие коллекторов и покрышек, геохимические критерии. Однако существует проблема выявления и структурной подготовки объектов. Это связано с крайне низкой информативностью 2D сейсмических исследований.

Для решения указанной проблемы была предпринята попытка построения структурной модели данной территории на основе кинематического моделирования.

Основным источником информации о строении мезозойских отложений являются материалы геоло-

гических съемок, которые служили основой для построения структурных разрезов. В зоне южного борта Западно-Кубанского прогиба основной источник информации – скважинные данные, в пределах Западно-Кубанского прогиба – материалы 2D сейсмических исследований. Для уточнения границ стратиграфических подразделений, определения элементов их залегания и степени преобразованности пород были проведены полевые ревизионные маршруты с отбором образцов на палеонтологические и геохимические исследования.

При построении концептуальной модели рассматривалось несколько альтернативных вариантов. Принципиальные отличия заключались в вариациях тектонотипов, приуроченности плоскостей срыва к различным стратиграфическим уровням и вергентности разрывных нарушений.

В результате неоднократных итераций и устранения несоответствий входным геолого-геофизическим данным принят вариант концептуальной модели с тремя структурными этажами. Верхний структурный этаж – мел-палеогеновый, представлен складками пропагации разломов (fault propagation fold). Вергентность разломов – северная. Формирование верхнего структурного этажа сопровождалось эрозией слагающих его толщ. Средний этаж, сложенный юрскими отложениями, характеризуется рамповыми складками (ramp fold). Вергентность разломов – южная. Формирование среднего структурного этажа также сопровождалось эрозией слагающих его толщ. Нижний этаж – предположительно палеозой-триасский – характеризуется дуплексированием слагающих его толщ с тыловым падением чешуй (hinterland dipping duplex). Вергентность разломов – южная.

На основании предложенной кинематической модели средствами ПО Move построена сеть поперечных сбалансированных профильных разрезов, один из которых представлен на рис. 2. На основании этой сети создана объемная структурная модель территории в стратиграфическом диапазоне палеоген – палеозой.

Установленные в рамках структурного 3D моделирования закономерности (взаиморасположение складкообразующих разломов и сформированных ими структур) позволили выделить ряд потенциально перспективных объектов для проведения ГРП. Они приурочены к трем горизонтам нижнемеловых отложений складчатой области Северо-Западного Кавказа и палеоцен-эоценовым отложениям поднадвиговой зоны южного борта Западно-Кубанского прогиба (рис. 3).

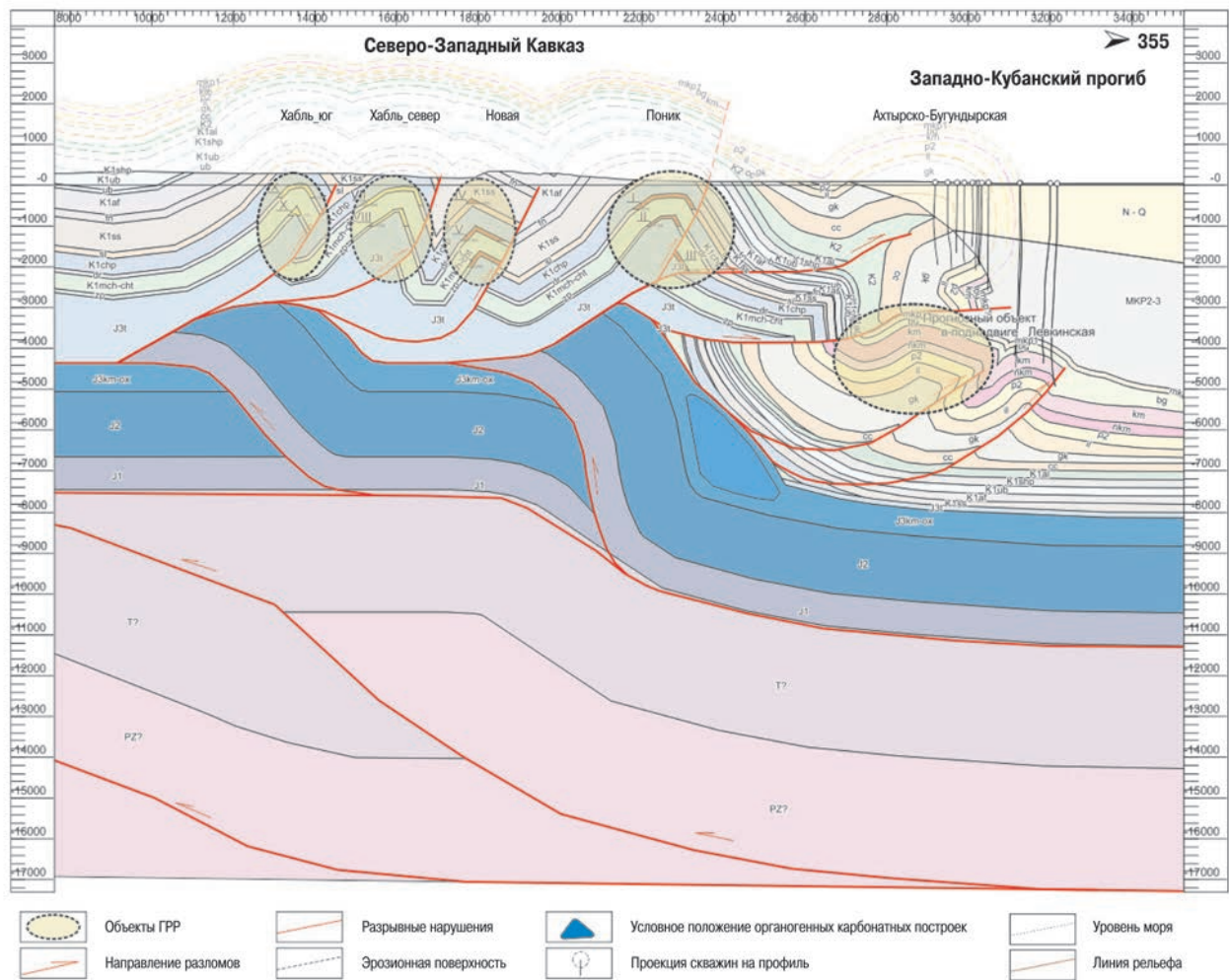


Рис. 2. Сбалансированный геологический профильный разрез зоны сочленения Северо-Западного Кавказа и Западно-Кубанского прогиба

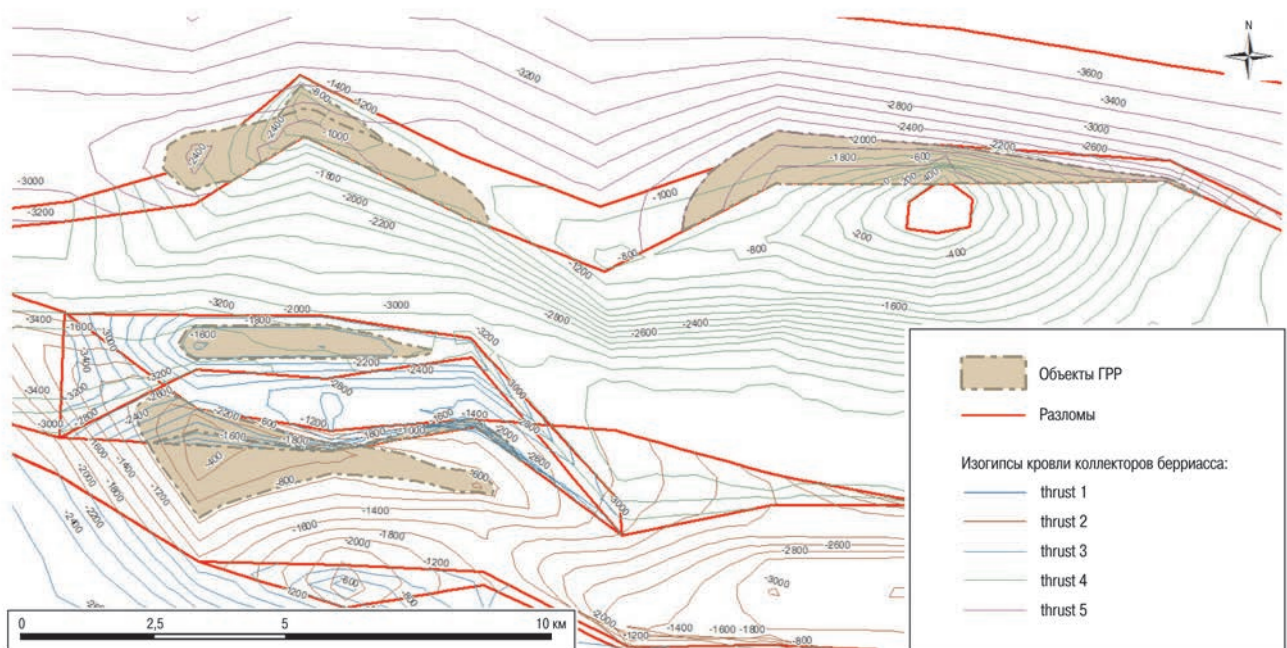


Рис. 3. Структурная карта по кровле коллекторов берриасса в пределах складчатой области Северо-Западного Кавказа

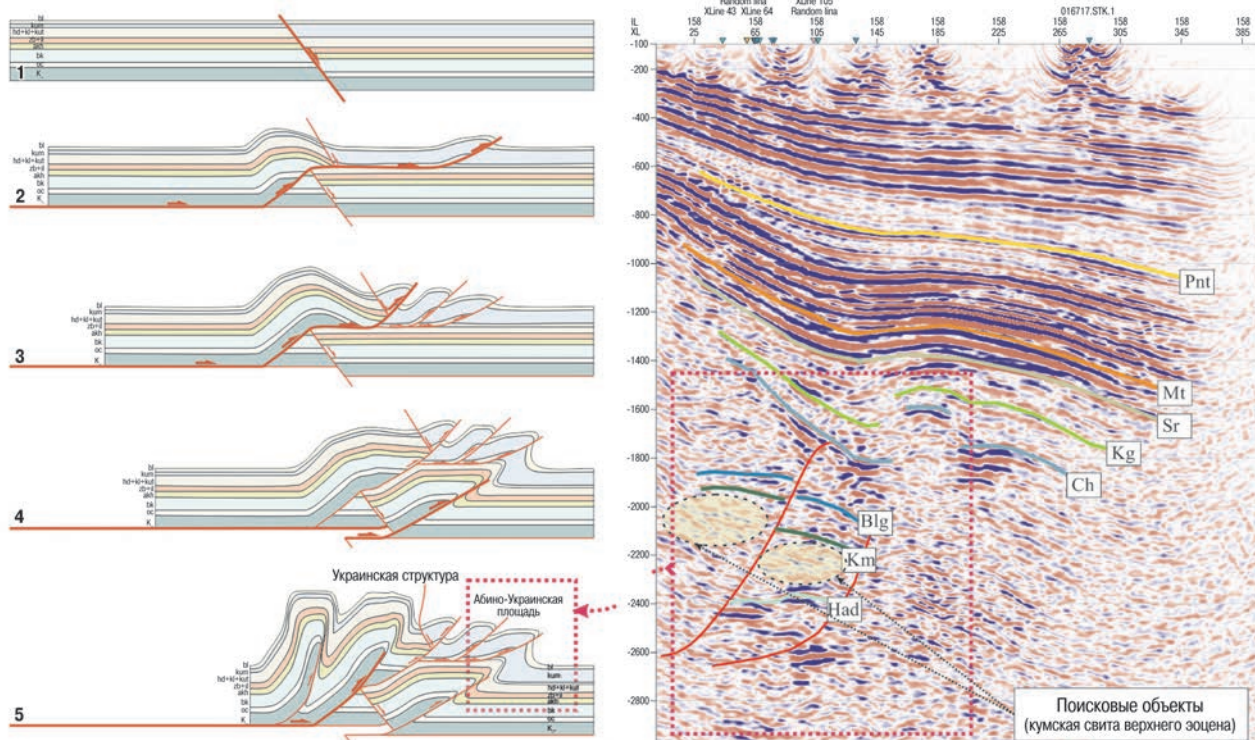


Рис. 4. Концептуальная структурная кинематическая модель по inline158 сейсмического куба (Абино-Украинская площадь)

Опыт применения технологии структурного кинематического моделирования на этапе разведки

Абино-Украинское месторождение расположено в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба. Залежи нефти приурочены к моноκинально залегающим миоценовым комплексам и сложно дислоцированным палеоцен-эоценовым отложениям. Район имеет высокую плотность разбуренности (50-60-е годы XX века). Однако в основном скважины расположены вдоль осей структур, вскрывают лишь верхний структурный ярус складчато-надвигового комплекса и характеризуются отсутствием данных современных комплексов геофизических исследований скважин, скудным количеством кернового материала. Практически неинформативны сейсмические материалы в зоне нижнего структурного яруса.

Моделирование кинематики развития Украинской и Абино-Украинской структур выполнялось по технологии forward modeling. С поочередным применением различных механизмов деформаций прорабатывались вероятностные сценарии образования складчато-разломной системы. В итоге была построена концептуальная модель (рис. 4), в наибольшей степени удовлетворяющая исходной геолого-геофизической информации. В предло-

женной модели складки продвижения надвига моделировались методом треугольника деформаций (trishear). Эоцен-палеоценовые отложения характеризуются наличием большого количества глин по разрезу. Приведенное соотношение смещения по разлому к деформации структуры – коэффициент P/S (propagation/slip ratio), а также угол треугольника деформаций выбирались итеративным путем до совпадения с моделируемой структурой.

На основе этой модели с учетом скважинной информации и площадок сейсмических отражений была построена сеть детальных профильных разрезов. Проведены их геометрическая балансировка и необходимая корректировка, построена структурная 3D модель. Результатом работ стало выделение ряда перспективных объектов для дальнейшего проведения ГРП, приуроченных к поднадвиговым частям складок и складкам чешуйчатого веера в эоценовых отложениях западного блока (рис. 5).

Выводы

1. В пределах территорий, характеризующихся сложной складчато-надвиговой тектоникой, на всех стадиях геолого-разведочного процесса целесообразно использование технологии структурного ки-

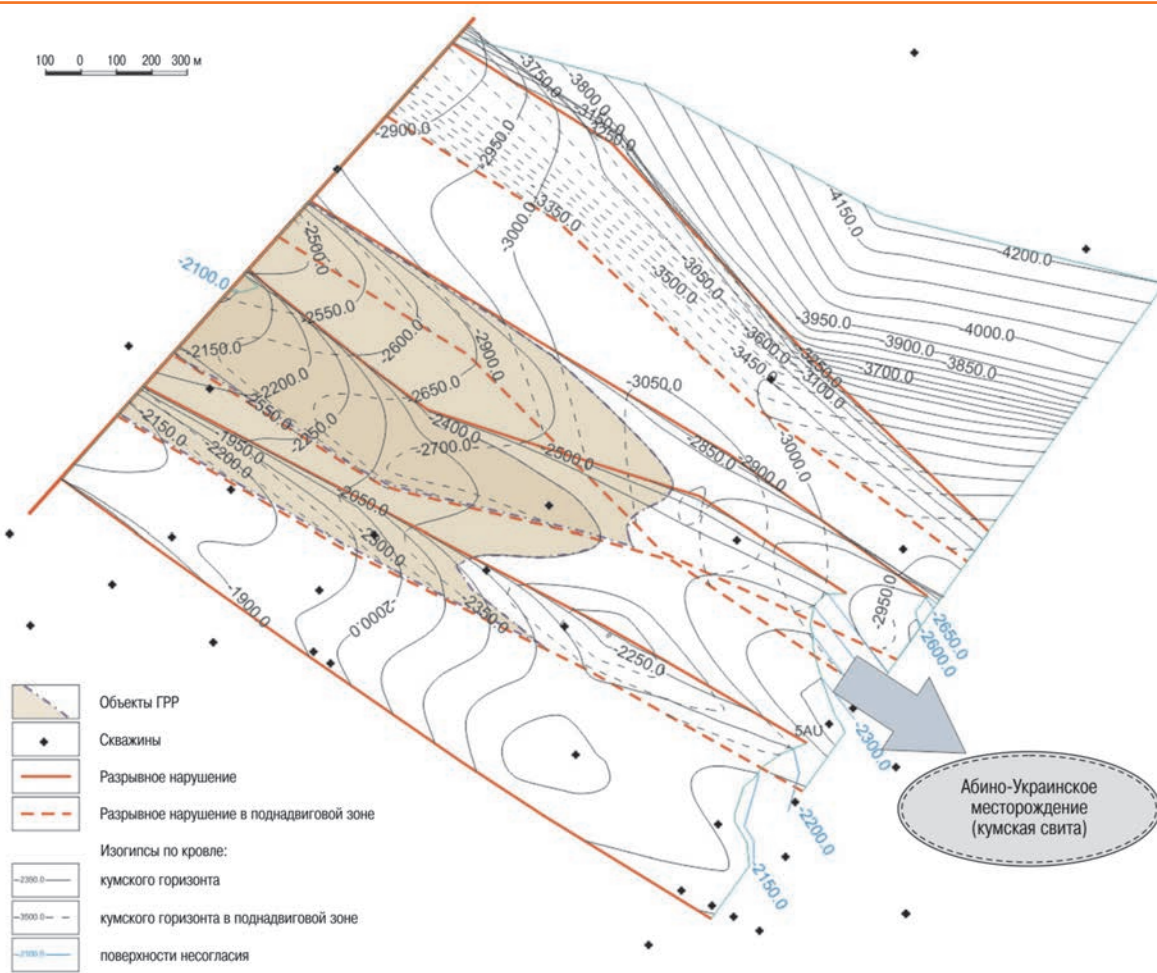


Рис. 5. Структурная карта по кровле кумского горизонта с выделением объектов ГРП (Абино-Украинская площадь)

нематического моделирования, которая позволяет уточнять геологическое строение и прогнозировать новые объекты для проведения ГРП.

2. На начальных стадиях изучения максимально актуальна разработка концепции развития территории и 2D кинематическое моделирование. По мере получения новой информации о строении все большее значение приобретает детализация 3D кинематической модели.

Список литературы

1. Гайдук В.В., Прокопьев А.В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. – Новосибирск, Наука, СО РАН, 1999. – 159 с.
2. Dahlstrom C.D.A. Balanced cross sections // Canadian Journal of Earth Sciences. – 1969. – Vol. 6. – P. 743–757.
3. Groshong R. 3-D Structural geology. A Practical Guide to Quantitative Surface and Subsurface Map Interpretation. – Netherlands: Springer, 2006. – 400 p.
4. Mitra S., Fisher, G.W., eds. Structural geology of fold and thrust belts. – Baltimore, Maryland: The Johns Hopkins University Press, 1992. – 254 p.

5. Suppe J. Principles of Structural Geology. – Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall Inc., 1985. – 537 p.

6. De Paor D.G. Balanced section in thrust belts. P. 1: Construction // Ibid. – 1988. – V. 8. – № 3/4. – 73-90 p.

References

1. Gayduk V.V., Prokop'ev A.V., *Metody izucheniya skladchato-nadvigovykh poyasov* (Methods of studying the fold-thrust belts), Novosibirsk: Nauka Publ., 1999, 159 p.
2. Dahlstrom C.D.A., *Balanced cross sections*, Canadian Journal of Earth Sciences, 1969, V. 6, pp. 743–757.
3. Groshong R., *3-D Structural geology. A practical guide to quantitative surface and subsurface map interpretation*, Springer, 2006, 400 p.
4. Mitra S., Fisher, G.W., et al., *Structural geology of fold and thrust belts*, Baltimore, Maryland: The Johns Hopkins University Press, 1992, 254 p.
5. Suppe J., *Principles of structural geology*, Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall Inc., 1985, 537 p.
6. De Paor D.G., *Balanced section in thrust belts. Part 1: Construction*, Ibid, 1988, V. 8, no. 3/4, pp. 73-90.

Возможности применения результатов геостатистической инверсии для 3D геологического моделирования¹

И.М. Хамитуллин, А.В. Новокрецин, к.т.н.,
Ю.В. Шилова, Е.Ю. Ключова
(ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: геостатистическая инверсия, 3D геологическое моделирование, прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), сейсморазведка 3D, геофизические исследования скважин (ГИС), Центральный Уват.

Key words: geostatistical inversion, 3D geological modeling, reservoir quality prediction, 3D seismic, well logging, Central Uvat.

Адрес для связи: IMKhamitullin@rosneft.ru

Введение

В настоящее время для построения 3D геологической модели месторождения в основном используют 2D тренды – карты эффективных толщин и пористости, полученные в результате детерминистической инверсии или классического атрибутного анализа сейсмических данных 3D [1]. Для успешного освоения месторождения необходимо использовать современные методики интерпретации данных сейсморазведки 3D. В последнее время внедрение геостатистической или стохастической инверсии как инструмента прогноза литологии и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) резервуара с разрешением, сопоставимым с масштабами геофизических исследований скважин (ГИС), позволяет существенно повысить информативность и снизить неопределенности при создании трехмерных геологических моделей и увеличить надежность последних [2]. Однако для выполнения геостатистической инверсии по частично-кратным суммам и применения ее результатов в 3D геологическом моделировании необходимо иметь как предпосылки [3], так и качественные результаты инверсии. На примере нефтяного месторождения Центрального Увата, расположенного в Западной Сибири, рассмотрим основные этапы геостатистической инверсии в глубинной области и проде-

монстрируем возможности адаптации результатов при 3D геологическом моделировании.

Геостатистическая инверсия и ее результаты

На территории Центрального Увата основные перспективы поисков нефти связаны со среднеюрскими континентальными отложениями пластов Ю₃-Ю₄. Для континентальных отложений характерна резкая литологическая изменчивость по вертикали и латерали, им свойственна высокая вертикальная расчлененность коллекторов. Неоднородное строение также вызывает сложности при изучении пласта Ю₄. Согласно представлениям региональной геологии пласт подразделяется на прослои Ю₄¹ и Ю₄². На территории рассматриваемого месторождения перспективным для изучения является прослой Ю₄¹, интервал которого, по данным бурения, является нефтенасыщенным. Изменение пористости в коллекторах составляет 4 % при граничном значении 12 %, которое характеризует ухудшенные ФЕС или неколлектор. С учетом сложности изучаемого интервала достаточно затруднительно построить надежную 3D геологическую модель месторождения без привлечения результатов интерпретации сейсмических данных 3D.

На месторождении пробурено 15 скважин, акустический каротаж выполнен во всех скважинах,

¹Статья подготовлена по материалам доклада, представленного на семинаре «Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов».



плотностной – в 13, исследование керна – в 9, ВСП – в 4, широкополосный акустический каротаж – в 4. На момент выполнения работ по геостатистической инверсии на месторождении была пробурена скважина, которая в дальнейшем являлась проверочной.

Основанием для проведения геостатистической инверсии является изучение возможности разделения литотипов в поле упругих параметров в масштабах ГИС и стохастической инверсии по скважинным данным. На рис. 1 приведен пример анализа для прослая Ю₄². Аналогичный анализ выполнен для пласта Ю₃, где разделение в масштабе стохастической инверсии также возможно. Таким образом, полученная оценка дает основание для выполнения геостатистической инверсии.

Не менее важной для геостатистической инверсии является стратиграфическая сетка. Для обеспечения возможности применения результатов геостатистической инверсии для 3D геологического моделирования стратиграфическая сетка была согласована таким образом, чтобы перенос результатов геостатистической инверсии на сетку угловых точек (corner point grid – CPG) прошел корректно и без потери информации. Это стало одним из важных условий успешной адаптации результатов при создании 3D модели месторождения.

Созданная статистическая модель позволила определить число литотипов для моделирования и их пропорции. Выполнена оценка функций плотности вероятности распределения литотипов в

поле упругих параметров, латерального изменения литотипов и упругих параметров на основе вертикальных и горизонтальных вариограмм. Для моделирования выделены три литотипа, которые являются наиболее представительными и значительно различаются в поле упругих параметров: песчаник, аргиллит, уголь.

Качество созданной статистической модели оценено путем расчета стохастической инверсии без включения скважин, где моделируются одновременно литология и упругие параметры, контролируемые сейсмическими данными. После сопоставления расчетных и фактических данных и определения функций плотности вероятности выполнена геостатистическая инверсия с включением скважин.

В результате инверсии получены множественные реализации кубов литологии, частоты встречаемости каждого литотипа, пористости. На рис. 2 показаны фрагменты волнового поля и результатов стохастической инверсии. Между скв. 10 и 11¹ в интервале пласта Ю₄¹ выделяются две песчаные линзы, на сейсмическом разрезе в этом же интервале наблюдается изменение волновой картины. Таким образом, прогноз литологии в межскважинном пространстве контролируется сейсмическими данными 3D.

Надежность выполненной стохастической инверсии характеризует невязка между синтетическим и фактическим волновым полем. Сопоставление проведено для каждой реализации по всем угловым суммам, участвовавшим в инверсии. Оптимальная реализация куба литологии в данном случае выбрана по проверочной скважине. Из 35 реализаций выбрана наилучшая с точки зрения наименьшей погрешности прогноза и совпадения вертикальной расчлененности песчаника для пластов Ю₃, Ю₄¹.

Наряду с прогнозным кубом литологии наличие связи пористости и Р-импеданса дает возможность получить куб пористости в результате косимуляции. Совместная интерпретация кубов литологии и пористости позволила выделить из куба пористости только пористость песчаника. Пористость изменяется от 4 до 16 %. Граничное значение 12 % позволяет классифицировать песчаник низкой и высокой пористости. На рис. 2 в области,

² Здесь и далее номера скважин даны условно.

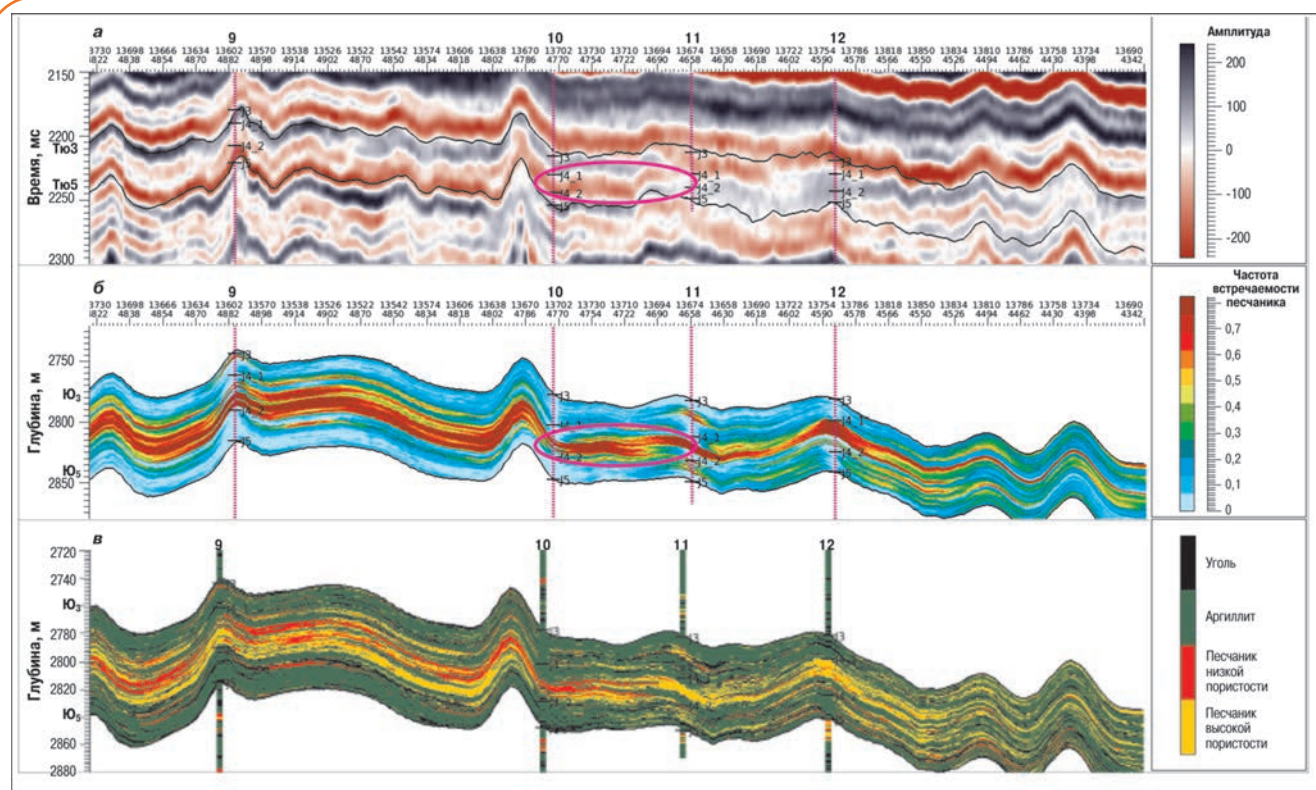


Рис. 2. Сопоставление волнового поля (а) и полученных по результатам геостатистической инверсии разрезов частоты встречаемости (б) и литологического (в)

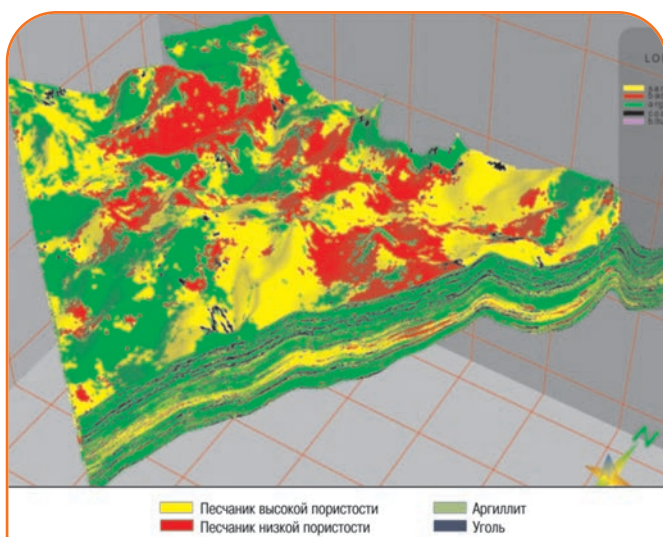


Рис. 3. Фрагмент 3D модели литологии с классификацией песчанника по качеству ФЕС

где линзы сообщаются, видно, что они перекрываются низкопористыми песчаниками. Следовательно, эти линзы являются изолированными друг от друга. Это дало возможность, локализовать области развития песчаников высокой и низкой пористости и определить наиболее перспективные районы для эксплуатационного бурения.

Результаты геостатистической инверсии – кубы литологии и пористости – были переданы в виде сеточной модели CPG, что позволило без проблем адаптировать их в модель месторождения (рис. 3).

Преимущества стохастической инверсии перед детерминистической показаны на рис. 4. Прогнозный куб литологии, полученный с использованием геостатистической инверсии, в отличие от детерминистического подхода к прогнозированию литологии, имеет высокое расчленение в вертикальном и горизонтальном направлениях, увязан со скважинными данными. Для геологического моделирования результаты стохастической инверсии являются наиболее значимой и пригодной информацией.

Выводы

1. Полученная в результате выполненных работ геологическая модель удовлетворяет всем имеющимся скважинным и сейсмическим данным. Если по модели рассчитать синтетическое волновое поле, то оно будет соответствовать фактическому волновому полю. Используя 2D тренды, полученные по сейсмическим данным, этого добиться невозможно.

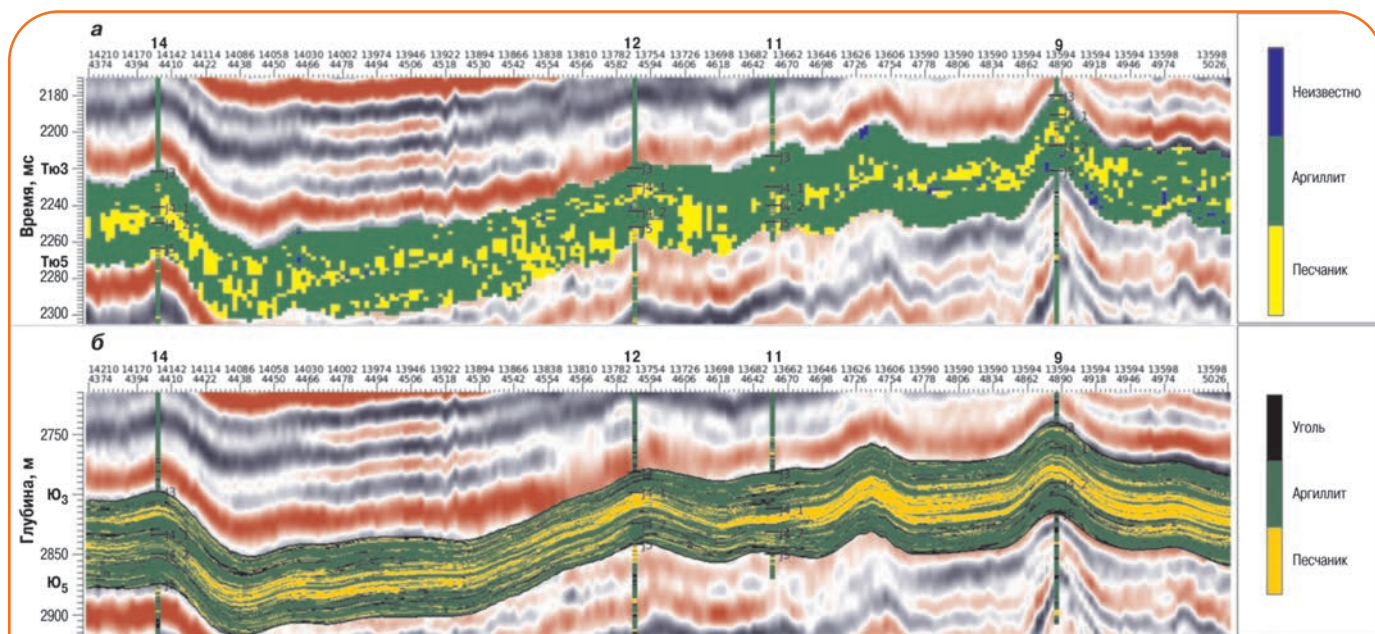


Рис. 4. Сопоставление результатов детерминистической (а) и стохастической (б) инверсий

2. Применение результатов геостатистической инверсии снижает степень неопределенности при создании трехмерной геологической модели месторождения.

3. Соблюдение условий выполнения инверсии, требований к контролю качества ее результатов, взаимодействие и диалог специалистов являются важными факторами успешного применения и адаптации данных геостатистической инверсии.

References

1. Zakrevskiy K.E., *Geologicheskoe modelirovanie 3D* (Geological 3D modeling), Moscow: Maska Publ., 2009, 376 p.
2. Doyen Ph., *Seismic reservoir characterization: An Earth modeling perspectives*, Netherlands, Houten: EAGE Publications, 2007, 255 p.
3. Yakovlev I.V., Ampilov Yu.P., Filippova K.E., *Pochti vse o seysmicheskoy inversii*, Part 2 (Almost all of the seismic inversion), *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2011, no. 1, pp. 5-15.

Список литературы

1. Закревский К.Е. Геологическое моделирование 3D. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
2. Doyen Ph. Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modeling Perspectives. – Netherlands, Houten: EAGE Publications, 2007. – 255 p.
3. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 2//Технологии сейсморазведки. – 2011. – №1. – С. 5-15.

Комплексирование материалов изучения керна и геофизических исследований скважин для моделирования упругих свойств терригенных пород на примере объектов ОАО «НК «Роснефть» в Западной Сибири¹

Ю.С. Синякина (ООО «РН-Шельф-Арктика»),
Т.Ф. Соколова, к.г.-м.н. (ООО «РН-Эксплорейшн»)

Ключевые слова: моделирование упругих свойств по данным геофизических исследований скважин (ГИС), интерпретация данных изучения керна и ГИС, сейсмическая инверсия.

Key words: elastic properties modeling on the base of the log data, core and log data analysis, seismic inversion.

Адреса для связи: yussinyakina@rn-exp.rosneft.ru, t_sokolova@rn-exp.rosneft.ru

Введение

В современной геологии проблемы создания геологических моделей и вопросы моделирования приобретают практически доминирующее значение, поскольку объекты изучения нефтегазопромысловой геологии – месторождения и залежи углеводородов – достаточно сложны и труднодоступны для непосредственного изучения. Одним из передовых инструментов для построения геологической модели и повышения детальности и достоверности изучения геологического строения месторождений нефти и газа, а также прогнозирования коллекторов по результатам комплексного их изучения является сейсмическая инверсия.

Для создания геологической модели методом инверсий применяется комплекс геолого-геофизических и литологических исследований, включающий различные по масштабу, глубинности и физическим основам виды исследований – от микроскопических (растровый электронный микроскоп, шлифы) и лабораторных до площадных сейсмических.

Комплексирование данных изучения керна и геофизических исследований скважин (ГИС) являет-

ся важным этапом выполнения сейсмической инверсии и сводится к решению следующих задач:

- изучение и прогноз литологии пород в разрезе скважин;
- оценка свойств горных пород в интервалах как коллектора, так и неколлекторов;
- определение характера и степени насыщения коллекторов;
- моделирование упругих свойств горных пород.

В данной статье объектом исследования являются терригенные отложения Западной Сибири, на примере которых рассмотрена технология моделирования упругих свойств по данным ГИС с целью дальнейшего анализа возможностей использования сейсмических данных для прогноза коллекторов.

Эмпирическое моделирование упругих свойств по данным ГИС

Необходимым условием, обеспечивающим достоверность решаемых задач по данным сейсмической инверсии, является наличие показаний акустического и плотностного каротажа, поскольку

¹Статья подготовлена по материалам доклада, представленного на семинаре «Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов».

ку в инверсии используются такие параметры, как акустический, сдвиговый импеданс и плотность. Практика показывает, что показания этих методов ГИС бывают заметно искажены или отсутствуют. В связи с этим особая роль отводится процессам эмпирического и теоретического моделирования упругих свойств пород на основании комплекса методов ГИС.

Целью эмпирического моделирования является получение во всем вскрытом скважиной интервале непрерывной упругой характеристики горных пород, что позволяет более корректно выполнить стратиграфическую привязку сейсмического волнового поля.

Перед обработкой замеров акустического (АК) и плотностного (ГГК-п) каротажа необходимо уточнять уровень показаний этих методов в каждой скважине. Эта задача решается сопоставлением кривых ГГК-п и АК с результатами измерений, выполненных на образцах керна, а также построением гистограмм распределения замеров ГГК-п и АК на эталонных участках разреза, которые должны отвечать определенным требованиям – быть выдержанными по площади и характеризоваться постоянными свойствами.

Эмпирическое моделирование сводится к созданию синтетических кривых АК и ГГК-п по всему разрезу скважины с помощью корреляционных связей показаний этих и других методов комплекса ГИС и коррекции кривых АК и ГГК-п в искаженных скважинными условиями интервалах.

Существуют различные способы расчета синтетических кривых АК и ГГК-п из показаний других методов ГИС. Для расчета кривых АК наиболее часто используются уравнение Фауста, уравнение Залая, зависимости $\Delta T = f(NK, \text{Depth})$, $\Delta T = f(Rt, \text{Depth})$ (ΔT – интервальное время пробега волны; NK, Rt – метод соответственно нейтронный и сопротивления; Depth – глубина).

Синтетические кривые плотностного метода с целью дальнейшего их использования для коррекции показаний плотностного метода рассчитываются на основе уравнений Гарднера – Кастаньи. Коэффициенты уравнений для различных литотипов подбираются для каждого отдельного случая.

Результатом эмпирического моделирования являются откорректированные в интервалах вывалов и каверн кривые акустического и плотностного каротажа (рис. 1), которые затем используются

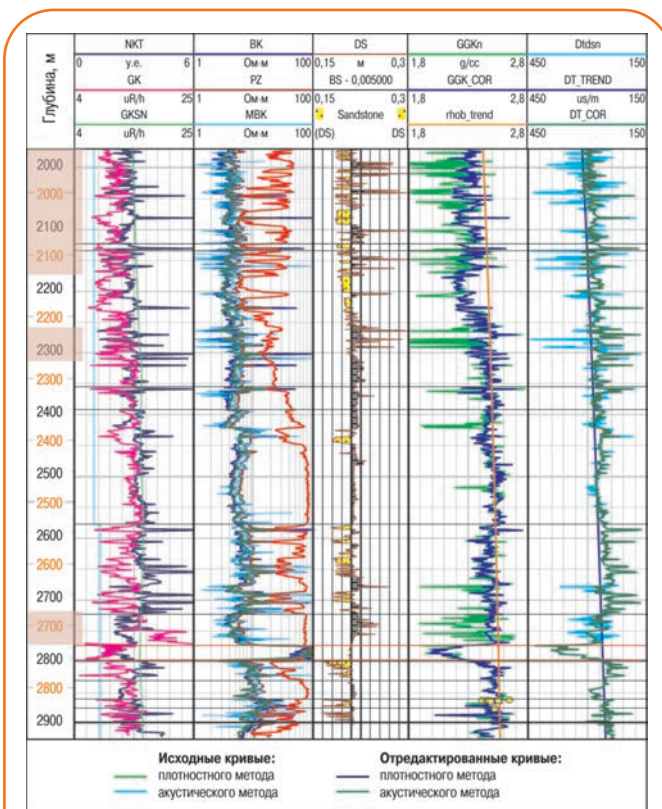


Рис. 1. Результаты коррекции данных акустического и плотностного методов на примере одного из месторождений Западной Сибири

для привязки сейсмического волнового поля к стратиграфическому разрезу. Использование откорректированных кривых АК и ГГК-п позволяет улучшить корреляцию между сейсмическими и синтетическими сейсмотрассами.

Интерпретация данных ГИС и построение объемной модели

В отличие от интерпретации материалов ГИС для подсчета запасов, где важны только параметры коллекторов, в комплексировании сейсмических данных и результатов ГИС необходимо выполнять оценку параметров горных пород в интервалах как коллектора, так и неколлектора. Это связано с влиянием на сейсмическую характеристику разности значений упругих свойств на границе слоев с разными свойствами.

Первым этапом комплексной интерпретации является анализ результатов изучения керновых данных. На основе фотографий керна, описаний керна и шлифов, изучения данных лабораторных исследований керна строится литолого-петрофизическая модель породы, разрабатывается алгоритм интерпретации данных ГИС, обосновы-

ваются количественные критерии выделения коллекторов.

На основе алгоритма интерпретации, разработанного на стадии анализа керновых данных, выполняется комплексная интерпретация данных ГИС в интервалах как коллектора, так и неколлектора. В процессе интерпретации можно выделить несколько основных блоков: выделение коллекторов, оценка коэффициента глинистости, коэффициента пористости, характера и степени насыщения.

Разрезы с присутствием нетрадиционных типов коллекторов требуют разработки особых методик интерпретации, так как обработка данных ГИС в таких типах разрезов по алгоритмам интерпретации, разработанным для изучения традиционных коллекторов, может привести к некорректной оценке свойств горных пород.

На территории Западной Сибири встречаются интервалы продуктивных отложений, представленные тонким переслаиванием (от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров) песчаных коллекторов и глин – тонкослоистые анизотропные отложения, которые требуют особого подхода при решении обратной задачи ГИС.

Для оценки свойств данного типа сложного коллектора существует ряд методик, как основанных на стандартном комплексе ГИС, так и учитывающих новые методы [1, 2]. Основным результатом выполнения комплексной интерпретации данных ГИС и сейсмических исследований является объемная модель породы, параметры которой затем подаются на вход моделирования упругих свойств горных пород.

Теоретическое моделирование упругих свойств по данным ГИС

Моделирование упругих свойств горных пород является важным этапом при изучении их физических свойств, который позволяет:

- выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и сейсмическими данными;
- изучить влияние типа флюидов и литологии на упругие свойства горных пород для оценки возможностей сейсмической инверсии в решении задачи прогноза коллекторов с разными характером и степенью насыщения;
- обосновать тип сейсмической инверсии для прогноза коллекторов конкретного объекта.

Теоретическое моделирование сводится к обоснованию теоретической модели, которая наиболее соответствует характеристике изучаемого

объекта. Исходными данными для выполнения этого этапа являются результаты комплексной интерпретации материалов изучения керна и ГИС, на основании которых создается объемная модель породы. Кроме того, для реализации этого этапа требуется информация о наличии минералов, составляющих твердую часть породы и их свойствах, а также о свойствах флюидов, заполняющих емкостное пространство, термобарических условиях пласта.

Моделирование плотности

Объемная плотность породы представляет собой сумму плотности ее составных компонентов, что в общем виде может быть выражено следующей формулой:

$$\sigma = \sum_i V_i \sigma_i, \quad (1)$$

где V_i , σ_i – соответственно объемное содержание и плотность i -го компонента.

Моделирование скоростей упругих волн

Моделирование скоростей упругих волн представляет собой более сложную процедуру. В основу расчета скоростей продольных v_p и поперечных v_s волн положены известные уравнения

$$K = \sigma \left(v_p^2 - \frac{4}{3} v_s^2 \right); \quad (2)$$

$$\mu = \rho v_s^2, \quad (3)$$

где K , μ – упругий модуль соответственно всестороннего сжатия и сдвига, Па.

Как следует из формул (1)-(3), для получения искомых скоростей v_p и v_s требуется оценка упругих модулей K и μ породы, для чего необходимы следующие характеристики:

- упругие модули каждого компонента изучаемой породы;
- объемное содержание минералов, составляющих породу;
- геометрические свойства и упаковка компонентов породы.

Результатом теоретического моделирования являются модельные кривые плотностного и акустического каротажей, свободные от искажающего влияния скважины.

Моделирование флюидонасыщенности

Для моделирования упругих свойств горных пород, насыщенных пластовым флюидом, используется теория Био – Гассмана, которая представляет собой равенство, связывающее модули всестороннего сжатия насыщенной породы K_{sat} , сухой породы K_{dry} , минерального скелета K_0 , насыщающего флюида K_{fluid} и пористости ϕ ,

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_{fluid}}{\phi(K_0 - K_{fluid})}; \quad (4)$$

$$\mu_{sat} = \mu_{dry},$$

где μ_{sat} , μ_{dry} – модуль сдвига соответственно насыщенной и сухой породы.

Таким образом, расчет кривых v_p , v_s и σ состоит из следующих основных этапов:

- расчет модельной кривой плотности;
- оценка упругих модулей сухой матрицы пород K_{dry} и μ_{dry} ;
- расчет модуля всестороннего сжатия K_{fluid} для смеси флюидов, насыщающих породу;
- оценка упругих модулей флюидонасыщенных пород на основе теории Био – Гассмана;
- расчет кривых v_p и v_s на основе выбранной теоретической модели.

Контроль качества моделирования выполняется как визуально путем сопоставления модельных кривых с измеренными данными (на планшетах и кросс-плотах), так и по гистограммам распределения среднеквадратического отклонения.

Среднеквадратичное отклонение рассчитывается по формуле

$$\sigma = 2(a - b)/(a + b), \quad (5)$$

где a , b – соответственно замеренная и модельная кривая.

Анализ упругих свойств и обоснование выполнения сейсмической инверсии

На основе полученных модельных кривых выполняется анализ возможностей прогноза литологии разреза (выделения коллекторов) на основе влияния изменения литологического состава пород на динамические упругие характеристики сейсмического волнового поля.

При отделении коллекторов от вмещающих пород в поле одного упругого параметра (акустический импеданс) появляется возможность их



Рис. 2 Анализ разделения литотипов по сопоставлению v_p/v_s – AI (юрские отложения одного из месторождений Западной Сибири)

прогноза по данным детерминистической акустической инверсии и выполнения геостатистического моделирования по суммарному кубу. Если в поле одного только акустического импеданса коллекторы не отделяются от неколлекторов, то необходимо провести анализ разделения литотипов в поле сопоставления нескольких упругих параметров с привлечением свойств поперечной волны, например, v_p/v_s – AI (рис. 2). Наличие разделения пород на литотипы в поле нескольких упругих параметров позволяет выполнить прогноз коллекторов по результатам сейсмических инверсий по угловым суммам.

Результатом акустической инверсии по суммарному кубу являются кубы акустического импеданса в полном и ограниченном диапазоне частот. Главная особенность инверсий по угловым суммам заключается в изучении не только акустического импеданса, но и других акустических параметров среды (плотности, эластического импеданса, коэффициента Пуассона, скорости распространения продольных и поперечных волн).

Полученные кубы акустического и сдвигового импеданса используются для последующей геолого-геофизической интерпретации, в результате которой могут быть получены кубы прогнозной литологии и вероятности выделения литотипов в исследуемом интервале (рис. 3).

По кубам «литотипов» в каждом исследуемом интервале выделяются коллекторы и рассчиты-

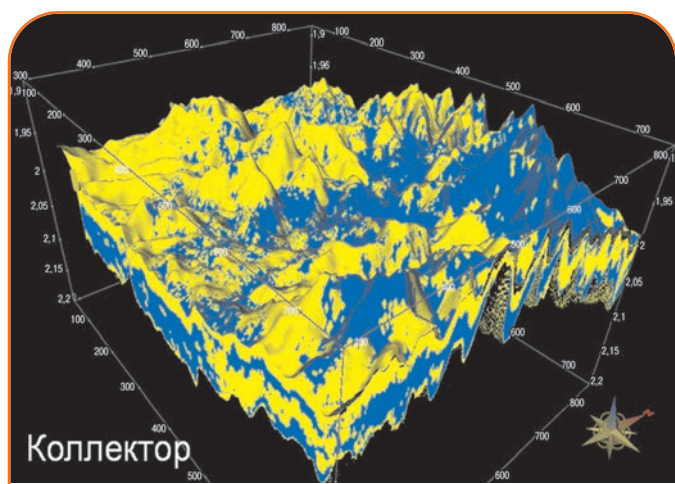


Рис. 3. Куб прогнозной литологии юрских отложений одного из месторождений Западной Сибири (желтым цветом обозначен коллектор, синим – неколлектор)

ваются карты прогнозных эффективных и нефтенасыщенных толщин коллекторов. Для оценки погрешности прогноза строятся карты стандартных отклонений в каждой точке исследуемой площади.

На месторождениях Сургутского и Красноленинского сводов для прогноза распространения коллекторов в меловых (пласты группы АС и БС) и юрских отложениях были успешно применены акустические инверсии по суммарному кубу и инверсии по угловым суммам. Подтверждаемость прогноза эффективных толщин превышает 80 %.

Выводы

1. Комплексная интерпретации данных изучения керна и ГИС – важный этап при изучения геологического строения месторождений нефти и газа и прогнозировании коллекторов методами сейсмической инверсии.

2. Наличие кондиционных замеров акустического и плотностного каротажа является необходимым условием, обеспечивающим достоверность решаемых задач по данным сейсмической инверсии.

3. Применение эмпирического моделирования упругих свойств по данным ГИС дает возможность улучшить результаты привязки сейсмического волнового поля к стратиграфическому разрезу.

4. Теоретическое моделирование упругих свойств пород позволяет оценить возможности сейсмических инверсий.

5. Моделирование различного насыщения флюидами обеспечивает анализ влияния изменения флюидонасыщенности на упругие свойства породы.

6. Необходимым условием выполнения синхронной инверсии по частично-кратным суммам, позволяющей получить дополнительную информацию об акустических параметрах среды, является наличие на изучаемой площади замеров скоростей поперечных волн.

7. Комплексная интерпретация результатов изучения керна, ГИС и данных сейсморазведки дает возможность получить карты прогнозных эффективных и нефтенасыщенных толщин коллекторов.

Список литературы

1. Латышова Г.М., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: ООО «Недра-бизнесцентр», 2007. – 327 с.
2. Thomas E.C., Stieber S.J. The Distribution of Shale in Sandstones and Its Effect Upon Porosity//SPWLA 16th Annual Logging Symposium Transactions. – 1975. – June. – 15 p.

References

1. Latyshova G.M., Martynov V.G., Sokolova T.F., *Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS* (Practical guidance on the interpretation of well logging data), Moscow: Nedra-biznestsentr Publ., 2007, 327 p.
2. Thomas E.C., Stieber S.J., *The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity*, SPWLA 16th Annual Logging Symposium Transactions, June 1975, 15 p.

Практические рекомендации по усреднению скважинных данных на сеточную область 3D геологической модели¹

Э.Б. Авраменко, М.А. Грищенко, к.т.н.,
С.В. Елецкий, к.ф.-м.н. (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: геологическая модель, скважинные данные, усреднение, экспертиза, оценка модели.
Key words: geologic model, well data, averaging, expertise, model assessment.

Адрес для связи: EBAvramenko@rosneft.ru

Введение

Обобщение опыта экспертиз 3D геологических моделей, созданных в 2011–2014 гг. в ООО «ТННЦ» [1], выявило существенное число ошибок, связанных с отсутствием не только контроля качества выполнения каждого технологического этапа моделирования, но и специализированного опыта геолога, занимающегося построением моделей.

Очевидно, что при создании наиболее достоверных моделей необходимы самоконтроль и самооценка на всех этапах моделирования: от оценки качества загрузки данных и технологии создания моделей до подсчета геологических запасов и сопровождения передачи модели для дальнейшего использования.

Технологическая цепочка самооценки исполнителя должна включать контроль следующих элементов:

- анализ исходных данных;
- стратиграфическое расчленение геологического разреза;
- создание поверхностей структурного каркаса и контактов флюида;
- число слоев и усреднение скважинных данных на сеточную область;
- создание 3D массивов литологии, пористости, проницаемости, насыщенности и дискретного куба флюида;
- подсчет геологических запасов [2–4].

Приведенная технологическая цепочка является линейной, и каждый выполненный этап оценивается критически.

«Разрешенные» ошибки или неточности, допускаемые на начальных этапах, влияют на результаты последующих этапов. Очевидно, если таких ошибок и неточностей достаточно много, то использование модели может быть сильно ограничено, вплоть до полной невозможности ее реализации в производственном процессе. Ошибки, выявление которых не позволяет продолжать создание адекватной и востребованной модели, а также делает дальнейшее проведение экспертизы полностью нецелесообразным, получили название «стоп-параметры» [1, 5, 6].

Наиболее характерными примерами таких «стоп-параметров» являются:

- межскважинная корреляция пластов с нарушением принципов хроностратиграфии;
- создание 3D сетки от границ коллектора;
- геологически и статистически неадекватные параметры полувариограмм;
- неверно подобранный алгоритм построения 2D тренда;
- усреднение результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (РИГИС) на сеточную область с недопустимо большой погрешностью.

Так, литостратиграфическая корреляция, основанная только на подобии форм кривой каротажа и ли-

¹Статья подготовлена по материалам доклада, представленного на семинаре «Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов».

тологических характеристик пород (зернистости, сортировки, содержания керна) неверна без учета основных принципов хроностратиграфии. Неправильное разбиение на слои, выполненное геологом внутри литологических границ пласта, приведет к уменьшению общей толщины пласта и необоснованному повышению связности коллекторов. Задание в проекте геологически и статистически неадекватных параметров полувариограмм часто связано с некорректным определением количественных характеристик используемых методов, которые реализованы в программном обеспечении. В некоторых случаях при анализе усредненных данных формируются так называемое «ненастраиваемые полувариограммы». Чаще всего указанным термином обозначаются полувариограммы, значение которых равно значению силла практически с первого значения лага (шага). Каждая подобная полувариограмма требует повышенного внимания и детального рассмотрения в индивидуальном порядке. Использование ошибочного алгоритма построения 2D тренда для распределения параметров литологии и пористости вызывает необоснованное изменение указанных характеристик в межскважинном пространстве 3D модели.

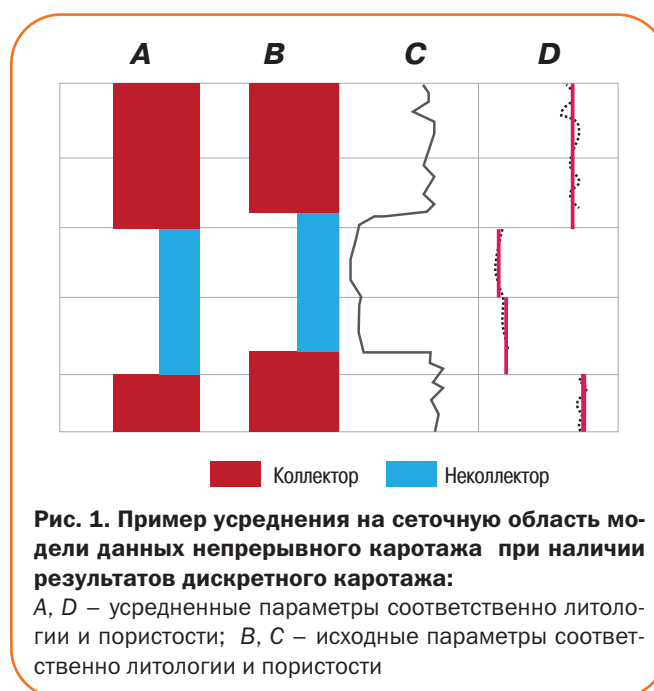
Отсутствие контроля при усреднении РИГИС на 3D сетку приводит к недопустимой погрешности в результатах перемасштабирования и несоответствию исходных и усредненных данных. Указанная ошибка является одной из наиболее распространенных и в одних случаях определяется как «стоп-параметр», в других – делает невозможным дальнейшее создание или использование модели в целом. Опыт применения и экспертизы 3D геологических моделей [1] свидетельствуют о том, что максимально корректное усреднение РИГИС на сеточную область существенно повышает качество моделей и, как следствие, их востребованность.

Основные методы и практические рекомендации по усреднению РИГИС

При усреднении РИГИС на сеточную область «стоп-параметром» является относительная погрешность, превышающая 10 %. Относительная погрешность рассчитывается между дискретными функциями распределения исходных и усредненных данных о литологии, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности [4, 6].

Основными выявленными причинами расхождения РИГИС и усредненных данных являются:

- отсутствие контроля загруженных исходных данных во время актуализации модели (статистика,



гистограммы, геолого-статистические разрезы (ГСР), графики, коэффициент корреляции);

- проблемы поточечной/попластовой петрофизической интерпретации данных ГИС;
- неверное, с точки зрения концептуальной модели, выделение слоев;
- неподходящий алгоритм усреднения или неверное задание его настроек.

На примерах в рамках методов, реализованных в ПО Petrel компании Schlumberger, а также согласно устоявшейся и используемой терминологии рассмотрим проблему выбора математических алгоритмов и их параметров с целью корректного усреднения петрофизических характеристик на сеточную область 3D геологической модели.

При наличии дискретных данных (например, фации) с целью корректного усреднения данных непрерывного каротажа на сеточную область модели используется опция Use Bias, которая отвечает за согласованность непрерывного и дискретного параметров после усреднения РИГИС. На рис. 1 схематично представлены результаты такого усреднения. Красные и синие прямоугольники характеризуют значения дискретного каротажа – соответственно коллектор и неколлектор. Если не использовать опцию Use Bias, то получим несогласованный вариант пористости без учета дискретного параметра литологии (фации).

Статистический анализ проведенных экспертиз [1] указывает на наличие определенного числа ошибок, связанных с отсутствием использования опции Use Bias в рассмотренном выше примере. Несмотря на то, что такие ошибки не являются распространенными, к исключениям их отнести также нельзя.

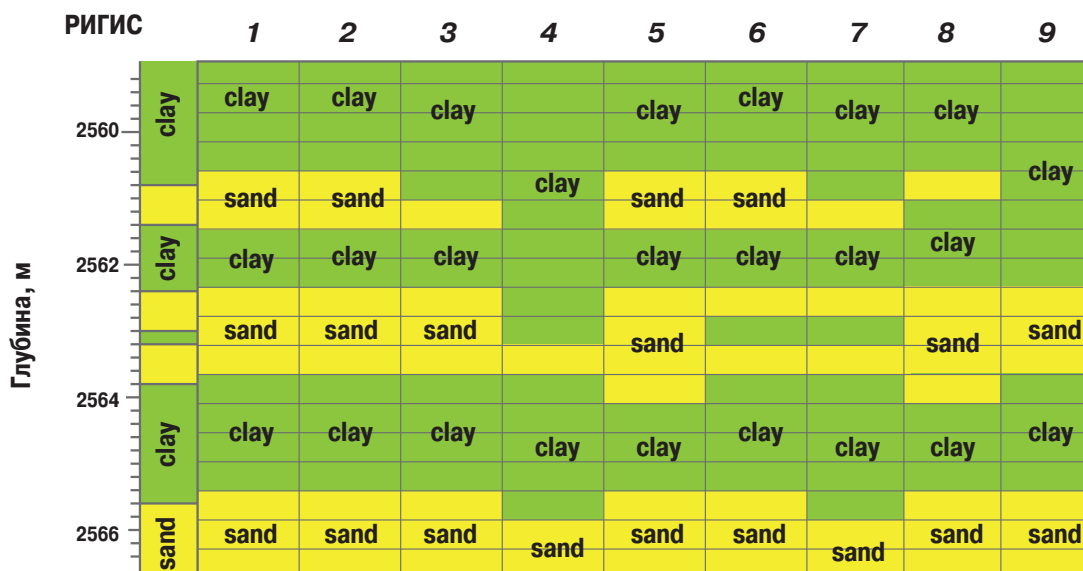


Рис. 2. Сопоставление методов усреднения дискретных данных:

1 – Most of; 2 – Arithmetic; 3 – Median; 4 – Minimum; 5 – Maximum; 6 – Mid Point Pick; 7–9 – варианты метода Random

В целом, в зависимости от решаемой задачи для усреднения данных дискретного и непрерывного каротажей используются разные математические алгоритмы и методы. Для усреднения данных дискретного каротажа рекомендуются методы: Most of, Arithmetic, Median, Minimum, Maximum, Mid Point Pick, Random Pick; для усреднения данных непрерывного каротажа – Arithmetic, Harmonic, Geometric, Median, RMS, Minimum, Maximum, Mid Point Pick, Random Pick, Sum. Кратко остановимся на некоторых методах.

Most of – выбирает преобладающее значение в ячейке, используется только для расчета дискретного параметра, например, литология, фация.

Arithmetic – выполняет обычное арифметическое усреднение, применяется для определения таких характеристик, как пористость, песчанистость, насыщение. Рекомендуется для оценки проницаемости, если в пределах каждого слоя она постоянна.

Median – определяет вероятность получения большего или меньшего значения.

Minimum/Maximum – выбирает минимальное/максимальное значение в ячейке.

RMS (среднее квадратическое значение) – метод усреднения данных, более чувствителен к высоким значениям, что обеспечивает сильное смещение в сторону высоких значений. Метод используется только для непрерывных кривых.

Sum – суммирует значения всех образцов от ячейки к ячейке. Метод может применяться только для непрерывных кривых.

Mid Point Pick – выбирает значения из точки ствола, расположенного на половине пути прохождения через ячейку, рекомендуется для определения пористости и насыщенности.

Random Pick – метод случайным образом выбирает значение внутри ячейки, не сглаживает данные, применим для оценки пористости.

Harmonic – метод дает значения эффективной вертикальной проницаемости, если каждый слой резервуара имеет постоянную проницаемость. Чаще используется для проницаемости, так как чувствителен к низким значениям.

Geometric – хороший метод для оценки проницаемости, если распределение логнормальное и отсутствует пространственная корреляция. Метод чувствителен к низким значениям.

Используемые дискретные параметры можно усреднить с учетом весовых факторов. Для этого достаточно использовать опцию Use Weighting и заполнить таблицу на закладке Weighted.

Из рис. 2 видно, что для дискретных данных методы усреднения Most of и Arithmetic идентичны. Как показали последующие анализ и оценка моделей в целом, именно эти методы являются наиболее предпочтительными для корректного усреднения параметра литологии на сетку модели. При усреднении данных непрерывного каротажа, как правило, в первую очередь рекомендуют использовать методы Arithmetic и Mid Point Pick.

Вне зависимости от рекомендаций и личностных предпочтений, в том числе эстетического характера,

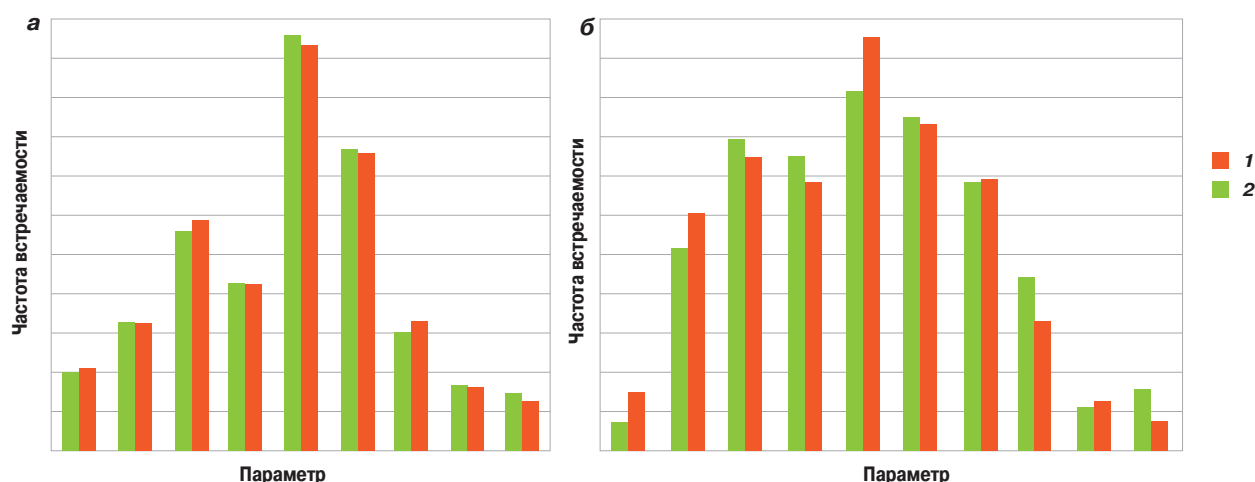


Рис. 3. Сопоставление дискретных функций распределения исходных (1) и усредненных (2) данных непрерывного каротажа:

а, б – метод соответственно Mid Point Pick и Arithmetic

окончательным критерием выбора конкретного алгоритма или метода усреднения является сопоставление дискретных функций распределения исходных и усредненных данных (пористости) (рис. 3.). Визуальный анализ усреднения пористости (см. рис. 3.) указывает на предпочтение использования метода Mid Point Pick, при применении которого отмечается наибольшая сходимость данных. Выбор метода усреднения предусматривает предварительное проведение достаточно серьезной исследовательской работы. Критическому анализу должны быть подвергнуты абсолютно все методы усреднения с учетом особенностей каждого из них.

При использовании метода Arithmetic происходит усреднение всех ячеек, через которые проходит кривая пористости (рис. 4). Каротажная кривая при использовании метода Mid Point Pick не «дошла» до середины ячейки, поэтому она пустая. Часть каротажной

кривой, которая не участвовала в усреднении данного метода, соответственно не участвует в построении гистограммы распределения исходных данных. Указанную особенность нужно обязательно иметь в виду при использовании метода Mid Point Pick.

Некоторые особенности выбора способов усреднения

Важным является выбор способов и методов усреднения в ячейке относительно исходных данных. Существует два способа (As Points, As Lines) и три метода усреднения (Simple, Through Cell, Neighbor Cell). Способ As Points рекомендуется использовать только для данных непрерывного каротажа, в противном случае существенно возрастает риск получения некорректного результата. В данном случае при усреднении будут учтены все значения, которые находятся внутри ячейки. Выбор способа As Lines указывает на то, что значения, не попавшие в ячейки, будут проинтерпретированы и в общем случае смогут повлиять на конечный результат усреднения. Схематичное сопоставление способов усреднения As Points и As Lines в ячейке приведено на рис. 5, а. На рис. 5, а красные точки – это данные каротажа, большой прямоугольник – ячейка 3D геологической модели. Отрезки, расположенные над красными точками, отражают усреднение данных каротажа при выборе способа As Lines, отрезки под красными точками – способа As Points. Данные каротажа, схематично соответствующие точке 1, не участвует в процедуре усреднения, так как середина отрезка 1–2 лежит вне ячейки. Вклад каждой точки в результат усреднения определяется ее весовым коэффициентом.

При выборе методов важно обращать внимание на возможность участия ячеек в процессе усреднения (рис. 5, б).

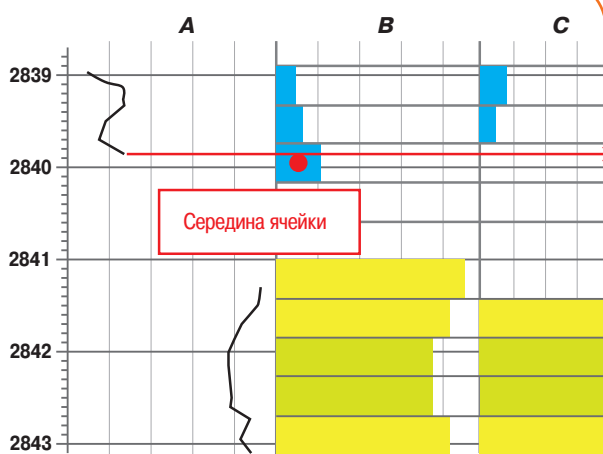


Рис. 4. Сопоставление усреднения кривой пористости (А) при использовании методов Arithmetic (В) и Mid Point Pick (С)

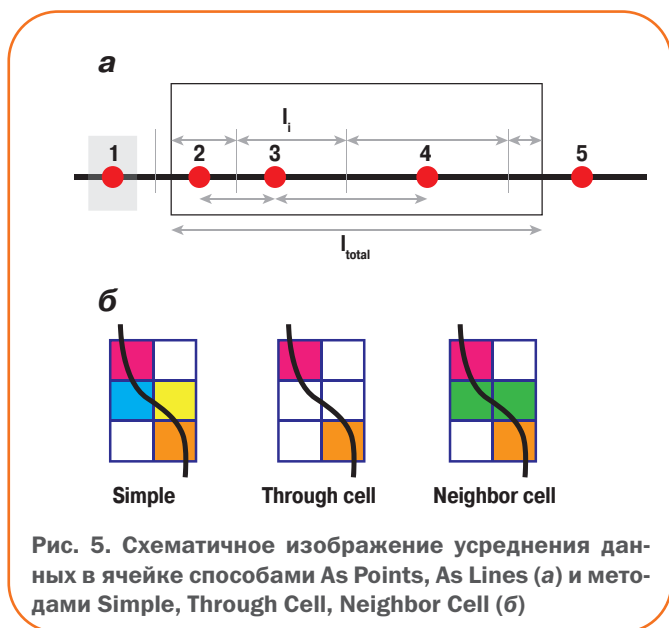


Рис. 5. Схематичное изображение усреднения данных в ячейке способами As Points, As Lines (а) и методами Simple, Through Cell, Neighbor Cell (б)

1. Simple. Значение будет присвоено каждой ячейке, пересеченной стволом скважины. Метод рекомендуется использовать для усреднения дискретного параметра, например, литологии или фации.

2. Through Cell. Значение будет присвоено только тем ячейкам, в которых ствол скважины прошел через противоположные грани. Рекомендуется использовать для усреднения проницаемости.

3. Neighbor Cell. Значение присваивается аналогично Simple, но с дополнительной интерпретацией после присвоения значений. Ячейкам, в которых ствол скважины не прошел через противоположные грани, будет присвоено единое среднее значение, рассчитанное по исходным значениям в ячейках. Рекомендуется использовать для усреднения пористости или насыщенности.

Завершая обзор многочисленных методов и алгоритмов перемасштабирования РИГИС на трехмерную сетку, важно отметить, что необоснованный выбор метода усреднения может привести к фатальной ошибке на последующих этапах создания 3D геологической модели и получению неудовлетворительных результатов.

Выводы

1. Обобщая опыт 3D моделирования и выполненных экспертиз [1, 5], можно с уверенностью утверждать, что самоконтроль и экспертиза являются обязательным условием достижения наибольшей достоверности 3D геологических моделей, в противном случае можно получить неадекватные модели, не пригодные для использования при разработке месторождений.

2. Усреднение РИГИС на сеточную область – это ключевой этап создания 3D геологической модели. По числу допускаемых неточностей и выявляемых

ошибок, в том числе «стоп-параметров», данный этап является одним из самых проблемных.

3. Проверка качества усреднения должна осуществляться при помощи комплекса методов Histogram Window, Well Section Window, ГСР и контроля вертикального расчленения разреза.

4. При создании 3D геологических моделей этап усреднения скважинных данных является одним из первых, поэтому высокое качество перемасштабирования обеспечивает повышение уровня всех последующих этапов геологического моделирования и достоверность результатов создаваемой модели.

Список литературы

1. Повышение качества геолого-гидродинамического моделирования/К.Е. Закревский, А.В. Аржиловский, А.С. Тимчук [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 44–48.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. Ч. 1. Геологические модели. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 162 с.
3. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 2000. – 130 с.
4. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2008. – 272 с.
5. Грищенко М.А., Авраменко Э.Б., Лыткин А.Э. Оценка качества запасов на основе геологических неопределенностей//Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 32–36.
6. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ «Маска». – 2009. – 376 с.

References

1. Zakrevskiy K.E., Arzhilovskiy A.V., Timchuk A.S. et al., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 10, pp. 44–48.
2. *Metodicheskie ukazaniya po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (Methodological guidelines for creating the permanent geological and technological models of oil and gas fields), Part 1. Geological models, Moscow: Publ. of VNIIOENG, 2003, 162 p.
3. RD 153-39.0-047-00, *Reglament po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy* (Regulation on the creation the permanent geological and technological models of oil and gas fields), Moscow: Publ. of Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation, 2000, 130 p.
4. Zakrevskiy K.E., Maysyuk D.M., Syrtlanov V.R., *Otsenka kachestva 3D modeley* (Estimation of quality of 3D models), Moscow: Maska Publ., 2008, 272 p.
5. Grishchenko M.A., Avramenko E.B., Lytkin A.E., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2011, no. 11, pp. 32–36.
6. Zakrevskiy K.E., *Geologicheskoe 3D modelirovanie* (Geological 3D modeling), Moscow: Maska Publ., 2009, 376 p.

Особенности лабораторного исследования керна трещиновато-кавернозных коллекторов

С.В. Парначев, к.г.-м.н., А.Г. Скрипкин, к.т.н.,
М.В. Шалдыбин, к.г.-м.н., В.Н. Бабов (ОАО «ТомскНИПинефть»)

Ключевые слова: лабораторные исследования, полноразмерный керн, образец керна, трещиноватость, кавернозность, кавернозная пустотность, рентгеновская томография.

Key words: laboratory petrophysics, full-size core, core plug, fracturing, cavernosity, vuggy porosity, Xray tomography

Адрес для связи: ParnachevSV@nipineft.tomsk.ru

Введение

Одной из ключевых особенностей трещиновато-кавернозных коллекторов является исключительная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), обусловленная различием проницаемостей поровой среды (обычно менее $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и трещинно-кавернозного пространства (до 1 мкм² и более). Размер отдельных пустотных элементов (трещины и каверны) такого керна часто превосходит геометрические параметры образцов стандартного размера, что не позволяет обеспечить физическую сплошность образцов при выбуривании и достоверную оценку пустотности. По этой причине изучение трещиновато-кавернозных коллекторов выполняется с использованием образцов увеличенного размера или фрагментов полноразмерного керна [1]. Тенденция к увеличению объема образцов обусловлена также фундаментальной проблемой масштабирования определяемых в лаборатории свойств для их сравнения с результатами

интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС). Наглядным примером проблемы масштабирования является изменчивость усредненных значений пористости [2] и проницаемости в зависимости от размера образцов керна: чем меньше анализируемые образцы, тем больше разброс значений вокруг среднего для пласта и соответственно большее число образцов потребуется для достоверной характеристики объекта разработки. Определения открытой пористости терригенного порового коллектора на стандартных образцах керна диаметром 30 мм в большинстве случаев можно надежно увязать с кривой пористости при интерпретации материалов ГИС, несмотря на существующую разницу масштабов изучаемых образцов, составляющую 3–4 порядка (рис. 1). Между тем, при интерпретации данных ГИС трещиновато-кавернозного коллектора такая разница в масштабах вносит существенные риски недостоверной оценки пустотности коллекто-

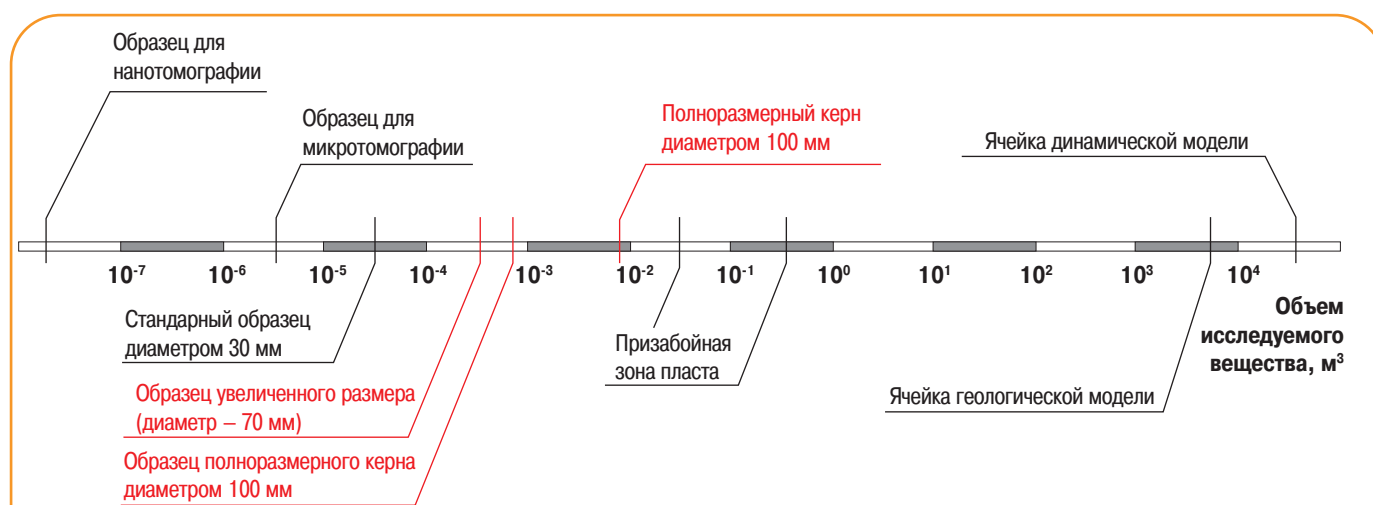


Рис. 1. Схема соотношения масштабов исследуемых объектов (красным цветом выделены элементы, используемые при лабораторных исследованиях трещиновато-кавернозных коллекторов)

Таблица 1

Плотность, г/см ³	Текстурная спецификация и интерпретация
0,0-0,9	Пустые каверны (открытая кавернозность)
0,9-1,2	Битум (заполнения каверн и трещин, в том числе в виде примазок по стенкам)
1,2-1,5	Каверны, заполненные пластовой водой (закрытая кавернозность)
1,5-1,8	Зона разуплотнения (вторичный доломит) с повышенными значениями пористости
1,8-2,7	Кремнезем (если локализован в виде слоевых элементов) или зона разуплотнения (вторичный доломит) с повышенной пористостью
2,7 и более	Доломитовая матрица (первичный доломит)

ра, и в зависимости от размера анализируемых образцов и методики их отбора может привести к переоценке пустотности.

Томографические исследования полноразмерного керна позволяют добавить дополнительные «реперные точки» на линейку масштабов между геометризованными образцами керна и объемом призабойной зоны пласта, характеризующейся данными ГИС. Рассмотрим методические подходы к изучению керна, реализуемые в лабораторном комплексе ОАО «ТомскНИПИнефть» при характеристике трещиновато-кавернозных осадочных и метаморфических продуктивных отложений палеозоя Восточно-Сибирской платформы, домезозойского фундамента Западно-Сибирской плиты, рифейско-кембрийских образований Сибирской платформы.

Исследования полноразмерного керна

Начальным этапом работы с полноразмерным керном трещиновато-кавернозных коллекторов является его литологическое описание, выполняемое до продольной распиловки керна. Основная цель такого описания наряду с решением традиционных задач заключается в выделении, качественной и количественной характеристике трещиноватости и кавернозности, что позволяет уже на начальном этапе исследований (в том числе при оперативном исследовании на буровой) определить возможные интервалы притока. Впоследствии созданная литологическая колонка уточняется результатами завершающего детального литологического описания на распиленном керне, а также дополняется точками отбора образцов для проведения различных видов исследований и иной информацией (рис. 2).

Обычно проводится рентгеновская томография выделенных заранее интервалов полноразмерного керна – такой подход позволяет исключить из процесса безтрещинные и безкавернозные участки разреза, петрофизические свойства которых удовлетворительно характеризуются изучением стандартных

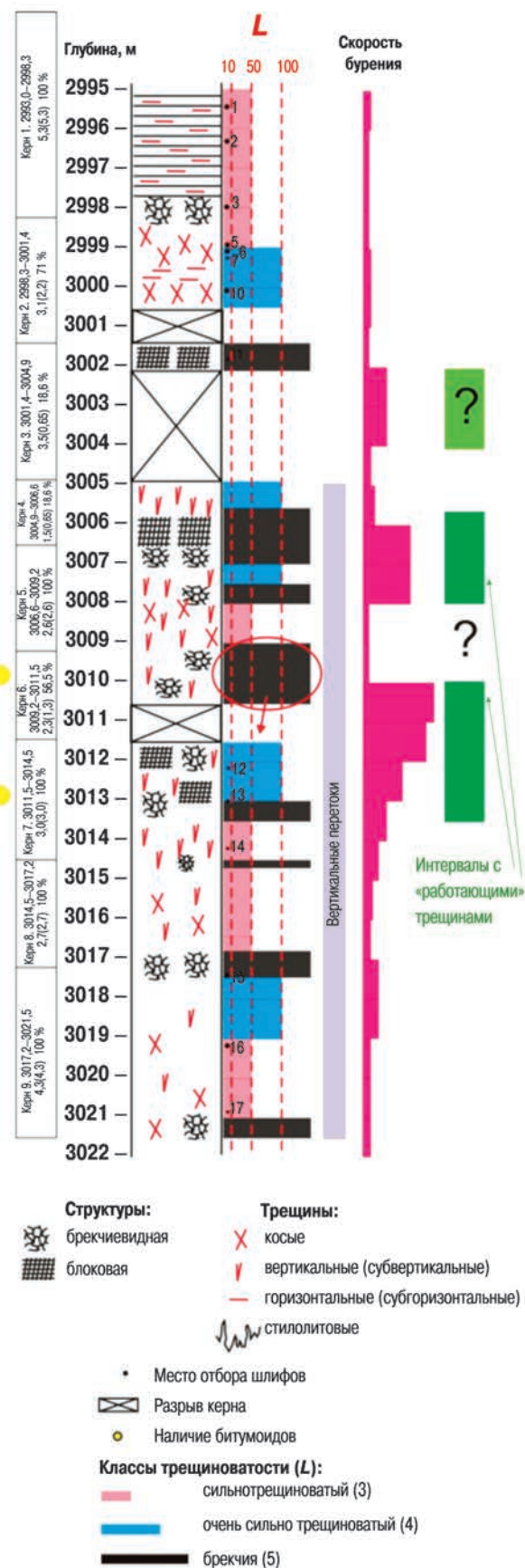


Рис. 2. Пример литологической колонки с качественной и количественной оценкой трещиноватости керна эффузивно-осадочного метаморфизованного коллектора домезозойского фундамента Западной Сибири (L – линейная густота природных трещин, оцениваемая как число трещин на 1 м керна)

(диаметром 30 мм) образцов керна. Это снижает длительность и стоимость работ. В основу метода заложена зависимость интенсивности поглощения рентгеновского излучения от состава и плотности изучаемого вещества. Интерпретация рентгеновских томограмм заключается в восстановлении пространственного распределения линейного коэффициента ослабления (поглощения) рентгеновского излучения и увязке этого коэффициента с плотностью керна. Это позволяет идентифицировать участки различной плотности (каверны и трещины, обособления марказита, прослой глины и др.), а при несложном минеральном составе – построить лог минералогии для полноразмерного керна. В табл. 1 приведен пример интерпретации минерального состава по эффективной плотности для рифейского доломитового трещиновато-кавернозного коллектора.

Разрешающая способность специализированных томографов для полноразмерного керна обычно составляет 0,2-1,0 мм, что позволяет уверенно интерпретировать каверны, трещины и иные плотностные неоднородности. Однако этого явно недостаточно для определения пористости, поэтому оцениваемый с использованием такого оборудования объем пустотного пространства ассоциируется именно с трещинной и кавернозной пустотностью (в отличие от нано- и микротомографов, оперирующих параметрами порового пространства). Общий объем открытого (эффективного) пустотного пространства образцов керна должен определяться суммированием кавернозно-трещинной пустотности и открытой пористости, определяемый традиционными методами на образцах керна.

Результаты интерпретации данных рентгеновской томографии полноразмерного керна позволяют строить лог кавернозной и трещинной пустотности практически с любой дискретностью – от сантиметров до метра (рис. 3, 4). Из рис. 3 видно, что открытая пористость полноразмерных образцов обусловлена главным образом развитием вторичного доломита, в то время как кавернозная пустотность пространственно связана с зонами окремнения. Интервалы с обилием техногенной трещиноватости не учитываются при усреднении пустотности по разрезу. Трехмерная визуализация позволяет на качественном и полуколичественном уровне оценивать связность систем трещиноватости и кавернозности (см. рис. 4)

Следует отметить, что на текущий момент томография полноразмерного керна – даже с учетом проведения таких исследований в нормальных, а не пластовых условиях предоставляет возможность наиболее точной количественной оценки трещинной пусто-

Таблица 2

Глубина, м		Толщина, м	Трещинная пустотность	
кровли	подошвы		по ГИС	по керну (томография)
2994,0	2995,5	1,5	0,002	0,002
3003,8	3004,9	1,1	0,009	0,007
3004,9	3006,1	1,2	0,007	0,006
3008,4	3009,8	1,4	0,004	0,007
3010,6	3011,1	0,5	0,007	0,005
3014,1	3014,8	0,7	0,002	0,004
3019,7	3021,1	1,40	0,010	0,009

Примечание. Сопоставлены значения трещинной пустотности, полученные при интерпретации данных ГИС и томографии полноразмерного керна трещиноватого коллектора домезозойского фундамента Западно-Сибирской плиты.

тности, позволяя уточнять результаты интерпретации каротажей ГИС (табл. 2), применять алгоритмы стохастического моделирования при распределении свойств и оценивать запасы углеводородов трещиноватых коллекторов с учетом неоднородности их строения [4] при геологическом моделировании.

Исследования образцов керна

Сложившаяся практика лабораторных исследований керна трещиновато-кавернозных коллекторов предусматривает использование:

- стандартных цилиндрических образцов диаметром 30 мм, отбираемых из безтрещинных и безкавернозных интервалов;
- кубических образцов с длиной ребра 40–50 мм для количественной оценки микротрещиноватости методом К.И. Багринцевой [5], а также анизотропии проницаемости для жидкости в пластовых условиях и электрических свойств;
- цилиндрических образцов увеличенного размера (диаметром 70–80 мм), отбираемых в трещиноватых и кавернозных интервалах для определения свойств порового и кавернозно-трещинного пустотного пространства;
- фрагментов полноразмерного керна высотой около 100 мм для характеристики преимущественно емкостных свойств (пористость и кавернозность по газу или жидкости); применение такого рода образцов ограничивается развитием конкурирующего томографического метода исследований, а также невозможностью выполнить тесты, требующие строгой геометрии объекта.

Стандартные 30-мм образцы керна отбираются из низко- и ультранизкопроницаемых интервалов керна и используются для определения открытой пористости и проницаемости для газа, акустических и электрических свойств, реже (из-за преобладающих низких ФЕС) – для определения капиллярных свойств.

Образцы увеличенного размера (диаметром 70–80 мм), объем которых позволяет с большей точностью определять емкостные параметры, исполь-

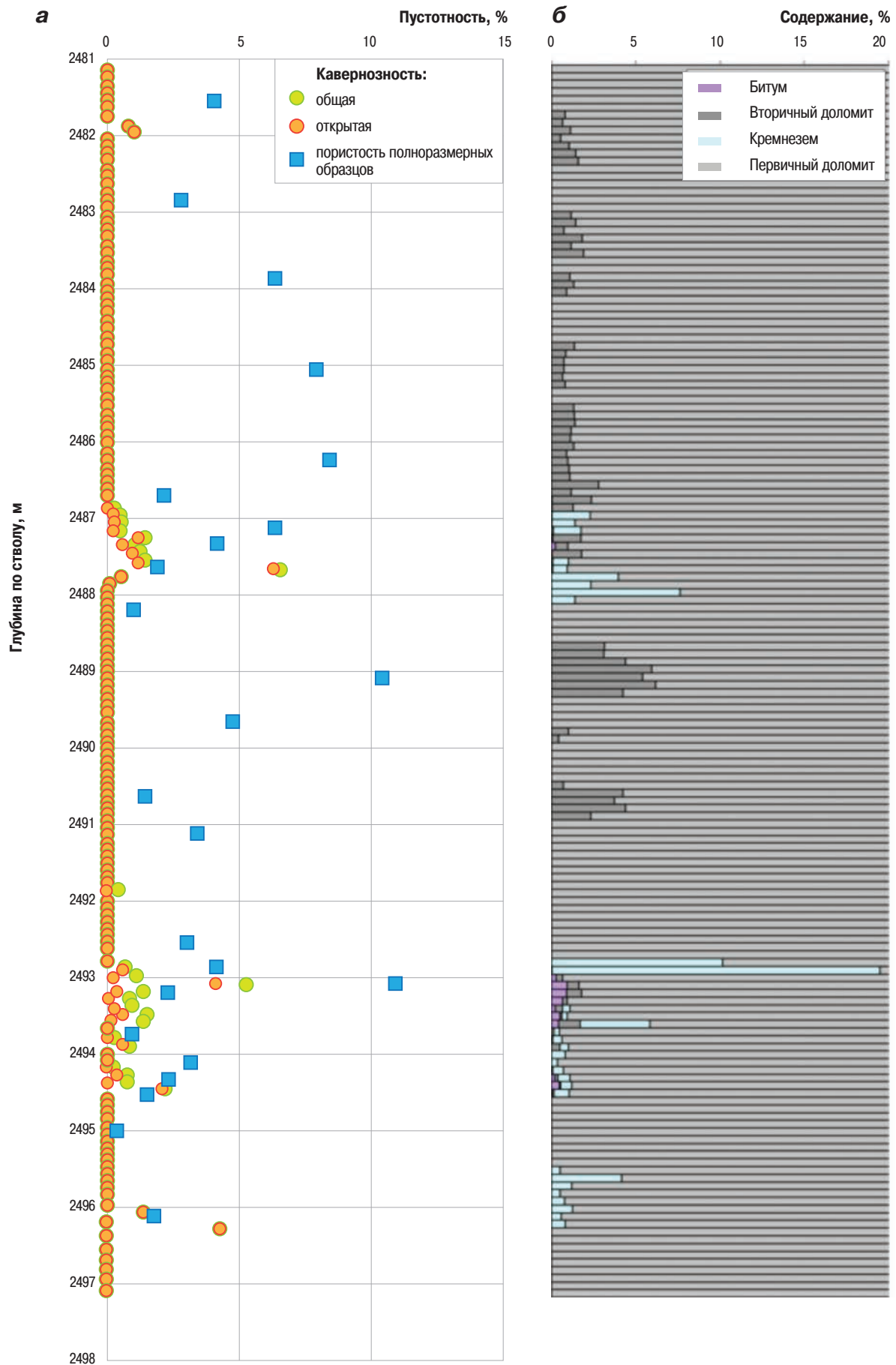


Рис. 3. Пример логга кавернозной пустотности (а) и минерального состава (б) полноразмерного керна рифейского доломитового коллектора с шагом 0,1 м

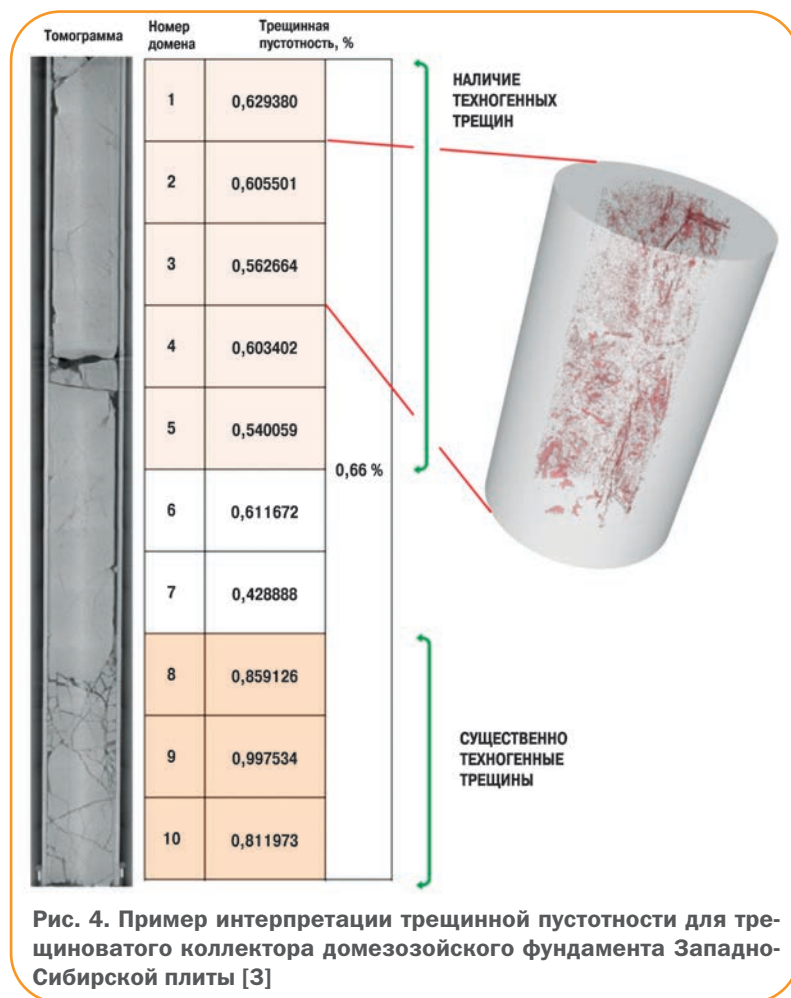


Рис. 4. Пример интерпретации трещинной пустотности для трещиноватого коллектора домезозойского фундамента Западно-Сибирской плиты [3]



Рис. 5. Сопоставление кавернозной пустотности, определенной томографически на фрагментах полноразмерного керна рифейского доломитового коллектора (диаметр – 100 мм, высота – 100 мм) и образцах увеличенного размера (диаметр – 70 мм, высота – 45 мм)

зуются для характеристики всех видов пустотного пространства и применяются для определения:

- кавернозной и трещинной пустотности томографированием;
- пористости и проницаемости для жидкости и газа в нормальных и пластовых условиях;
- капиллярных свойств;
- электрических и акустических свойств;
- коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей в системах вода – нефть и нефть – газ в пластовых условиях (в том числе для дифференциальной характеристики выделенных наборов трещин).

Важно отметить, что отбор образцов увеличенного размера не имеет статистического характера, подразумевающего регулярность отбора по всему керну с равным или почти равным шагом. Выбуривание таких образцов из низкопроницаемых и непроницаемых зон, диагностируемых при описании керна по отсутствию трещин и каверн, нецелесообразно: набор петрофизических параметров, ограниченный низкими проницаемостью и пористостью, можно определить, отобрав и исследовав стандартные 30-мм образцы. Отбор образцов увеличенного размера из зон развития трещин и каверн обеспечивает выборочную

оценку этих основных фильтрующих элементов пласта, но никак не разреза в целом. Более того, сравнение результатов оценки кавернозной пустотности увеличенных образцов и полноразмерного керна часто выявляет разницу значений в пользу первых (рис. 5). Это объясняется эффектом масштабирования вследствие различия объемов исследуемых образцов и особенностями распределения каверн в пространстве (рис. 6).

Локализация развития зон кавернозности вдоль слоевых элементов или трещин (что обычно и наблюдается в керне) неизбежно приводит к различию значений кавернозной пустотности при анализе образцов разного размера. Можно изготовить стандартный образец диаметром 30 мм, имеющий кавернозную пустотность почти 30 % (табл. 3, рис. 6), однако попытка экстраполировать такие значения при интерпретации данных ГИС приведет к кратному завышению оценок пустотности разреза. Напротив, как показывает модельный пример на рис. 6, наиболее адекватные значения кавернозной пустотности, соответствующие геометрии (глубинность и вертикальное разрешение) определений пористости по ГИС, получаются при томографическом исследовании фрагментов полноразмерного керна.

Таблица 3

Тип образца	Размеры образца, см		Объем, см ³		Кавернозная пустотность, %
	диаметр	длина	образца	каверн	
Стандартный	3,0	4,5	31,8	8,9	27,9
Увеличенного размера	7,0	4,5	173,2	23,4	13,5
Фрагмент полноразмерного керна	10	10	785,4	61,3	7,8
Полноразмерный керн	10	100	7854,0	61,3	0,8
Призобойная зона пласта глубиной 0,2 м и высотой 0,5 м	-	-	1,2·10 ⁵	5,8·10 ³	5,0

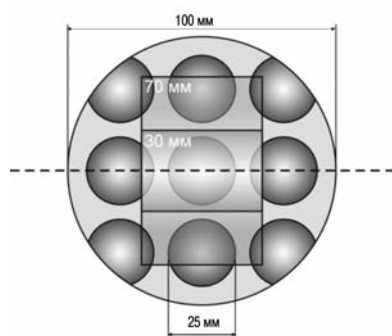


Рис. 6. Схема размещения образцов различного размера при опробовании послойно развитой («плоской») зоны кавернозности, представленной регулярно расположенными сферическими кавернами диаметром 25 мм (проекция в плоскости, перпендикулярной оси керна; штриховая линия обозначает направление выбуривания образцов)

Выводы

1. Уникальность свойств трещиновато-кавернозных коллекторов делает малоэффективным использование для лабораторных исследований керна подходов и технологий, апробированных для коллекторов порового типа. Основным отличием программ лабораторных исследований трещиновато-кавернозного керна является увеличение объемов исследуемых образцов (вплоть до фрагментов полноразмерного керна) и использование томографических методов оценки пустотности. Подпрограмма изучения свойств безтрещинных и безкавернозных интервалов керна включает выбуривание и исследования цилиндрических образцов стандартного размера (диаметр – 30 мм, высота – 45 мм), удовлетворительно характеризующих доминирующий в таких интервалах поровый тип пустотного пространства. Для характеристики порового, трещинного и кавернозного типа пустотности трещиновато-кавернозных интервалов используются цилиндрические образцы увеличенного размера (диаметром 70-80 мм), а также фрагменты полноразмерного керна.

2. При усреднении полученных результатов и оценке вскрытого разреза в целом важно учитывать несистематичность отбора образцов увеличенного разме-

ра, выбуриваемых в зонах развития трещиноватости и кавернозности и характеризующих только указанные основные фильтрующие элементы разреза. Наблюдаемые различия в значениях кавернозной пустотности для полноразмерного керна и образцов керна разного размера объясняются различием объемов анализируемых образцов. В общем случае пустотность образцов превышает пустотность, определенную на полноразмерном керне.

3. Для оценки пустотности коллекторов при интерпретации данных ГИС в качестве реперных значений предлагается использовать сумму трещинно-кавернозной пустотности, определенной на полноразмерном керне, и открытой пористости, полученной при исследовании образцов керна различного размера.

Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 130 с.
2. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. – М.: «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
3. Использование томографии полноразмерного керна для определения емкостных свойств трещиноватого коллектора/ М.В. Шалдыбин, Ю.М. Лопушняк, Е.А. Жуковская, С.В. Парначев//Практическая микротомография. Тезисы докладов Первой Всероссийской научной конференции. – Казань: Изд-во КГТУ, 2013. – С. 142–147.
4. Моделирование трещиноватого коллектора на примере месторождения Томской области/М.В. Шалдыбин, В.Н. Бабов, М.Н. Штоколова, Б.А. Федоров//Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 44–48.
5. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГТУ, 1999. – 285 с.

References

1. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza ob'emnym metodom (Guidelines on the calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method): edited by Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G., Moscow - Tver': Publ of VNIGNI, NPTs Tver'geofizika, 2003, 130 p.
2. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G., *Opreделение fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod* (The physical properties of the oil-water-bearing rocks), Moscow: Nedra-Biznestsentr Publ., 2007, 592 p.
3. Shaldybin M.V., Lopushnyak Yu.M., Zhukovskaya E.A., Parnachev S.V., *Proceedings of First All-Russian Scientific Conference "Prakticheskaya mikrotomografiya"* (practical microtomography), Kazan', 2013, pp. 142–147.
4. Shaldybin M.V., Babov V.N., Shtokolova M.N., Fedorov B.A., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 1, pp. 44–48.
5. Bagrintseva K.I., *Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kolektorov nefiti i gaza* (Conditions of formation and properties of oil and gas carbonate reservoirs), Moscow: Publ. of RSHU, 1999, 285 p.

Перспективы оценки насыщенности коллекторов в процессе бурения боковых и горизонтальных стволов скважин по данным газового каротажа (на примере Советского нефтяного месторождения)

Р.Р. Миникеев (ООО «Петровайзер»),
Д.Е. Голубков (ОАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: геолого-технические исследования (ГТИ), интерпретация данных газового каротажа, боковой горизонтальный ствол, горизонтальный ствол, газонефтяной контакт (ГНК), контроль и управление строительством скважины (КиУСС).
Key words: geological and technological research, reservoir properties, side horizontal wellbore, horizontal wellbore, the gas-oil contact, control and management of the construction of wells.

Адрес для связи: minikeev-rinat@mail.ru

Введение

Основным направлением развития современной нефтедобывающей отрасли является повышение эффективности извлечения запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений. Одним из способов повышения эффективности являются бурение боковых и горизонтальных стволов скважин и комплексная интерпретация геофизических и геолого-технологических данных.

Впервые идея использования данных о газосодержании бурового раствора при бурении скважин для выявления нефтегазонасыщенности разреза была высказана в 1933 г. В.А. Соколовым и М.В. Абрамовичем. В 1951-1955 гг. В.А. Соколовым, А.М. Туркельтаубом и В.А. Жуковицким была внедрена в практику газовая хроматография. Появление газового каротажа в комплексе геолого-технологических исследований (ГТИ) в 60-е годы XX века позволило проводить измерения технологических параметров в процессе бурения [1]. В настоящее время данные ГТИ активно используются многими нефтяными компаниями, в том числе на месторождениях ОАО «НК «Роснефть», в режиме

реального времени при проводке горизонтальных стволов скважин.

Газовый каротаж

ГТИ, телеметрические исследования с применением азимутальных методов каротажа и синтетический каротаж являются основой для принятия решений при проводке боковых и горизонтальных стволов скважин. Количественная оценка продуктивности коллектора непосредственно в процессе бурения основывается в том числе и на результатах газового каротажа. Существует целый ряд факторов, от которых зависит отмечаемое на устье количество газа:

- тип и свойства бурового раствора и добавок;
- геологические условия района исследования;
- особенности технологии бурения;
- состав и качество газоаналитического оборудования.

Рассмотрим возможности использования данных ГТИ при проводке скважин на Советском месторождении (ОАО «Томскнефть» ВНК).

Месторождение расположено на территории Томской и Тюменской областей, открыто в 1962 г.,

в разработку введено в 1966 г. Основной объем начальных геологических запасов нефти содержится в продуктивном горизонте АВ₁. По геологическому строению месторождение относится к сложным, что обусловлено многопластовостью и макронеоднородностью строения продуктивных пластов. В разрезе верхней половины объекта АВ₁ выявлены повышенная глинистость и текстурные особенности («рябчик»). За счет этого повышается степень неоднородности нефтенасыщенной части коллекторов и ухудшается гидродинамическое вытеснение в целом [2].

Одним из основных источников информации, получаемой при бурении горизонтальных и боковых стволов скважин на Советском месторождении, являются механический и газовый каротаж. По механическому каротажу и комплексу обязательных геологических исследований выделяются продуктивные пласты с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). При этом используют:

- коэффициент остаточной газонасыщенности для газосодержащих пластов, коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности для нефтегазосодержащих пластов;

- методы базовых треугольников;
- методы флюидных коэффициентов;
- палетки Пикслера;
- диаграммы раздельного анализа газа (РАГ) и др. [3].

Данные ГТИ, выполненных с июня 2013 г. по июнь 2014 г. в 20 скважинах Советского месторождения, были проанализированы с использованием программного комплекса «ИС КиУСС» (разработчик программного обеспечения – ООО «Петровайзер»). При интерпретации применялись обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС3), логарифмический метод $x\text{-log}$ (Wh , Bh , Ch), соотношения Пикслера ($C1/C2$, $C1/C3$, $C1/C4$, $C1/C5$) [4, 5]. Как правило, методы ОПУС3 и Пикслера позволяют определить газонефтяной контакт (ГНК) и точку входа в пласт, а также дают более точное представление о типе флюида, а по диаграммам $x\text{-log}$ можно получить более общую картину разделения флюида.

Результаты интерпретации позволяют:

- выявить точку входа в целевой интервал;
- осуществлять дальнейшее геологическое сопровождение;
- оценить степень нефтенасыщенности пластов;

- выполнить корреляцию с данными других типов каротажа;

- выделить промышленные залежи углеводородов.

Интерпретация данных ГИС при прогнозе местоположения газонефтяного и водонефтяного контактов вызывает затруднения. Тем не менее, сравнивая данные геологического сопровождения бурения скважин и результаты интерпретации газового каротажа в процессе бурения по «ИС КиУСС», можно выделить вход в продуктивный пласт, определить характер насыщения и возможное наличие промышленных залежей. Из рис. 1 видно, что увеличение содержания метана ($C1$), этана ($C2$) и пропана ($C3$) согласуется с динамикой кривой Wh с глубины 1945 м, где насыщение сменилось с газового на нефтяное. При проводке скважины в глинистых прослоях «рябчика» (глубины 2060-2120 м и 2180-2250 м) суммарные показания газового каротажа снижаются.

На рис. 2 и 3 представлены данные геологического сопровождения бурения и интерпретации газового каротажа для скв. 1 (номер скважины дан условно). Отмечается явное соответствие данных, полученных при проведении ГТИ и при сопровождении бурения: вход в целевой объект на глубине 1970 м по стволу (1683,5 м по вертикали), выход из пласта в интервалах глубин 2040-2100 м по стволу; удержание ствола в середине целевого интервала с наилучшими ФЕС с глубины 2300 м по стволу (1689-1692,5 м по вертикали). Насыщение по методам ОПУС3 и $x\text{-log}$ – нефть, по соотношениям Пикслера характер насыщения неясен в силу низкого содержания этана в промысловой жидкости при бурении.

Выводы

1. Использование данных газового каротажа, а также комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин с учетом особенностей геологического строения месторождения и бурения повышает эффективность проводимых исследований.

2. Интерпретация данных газового каротажа для дифференциации газо- и нефтенасыщенных участков сложнопостроенных коллекторов пластов АВ₁ повышает эффективность геологического сопровождения бурения горизонтальных стволов и способствует увеличению дебита нефти скважин на Советском месторождении.

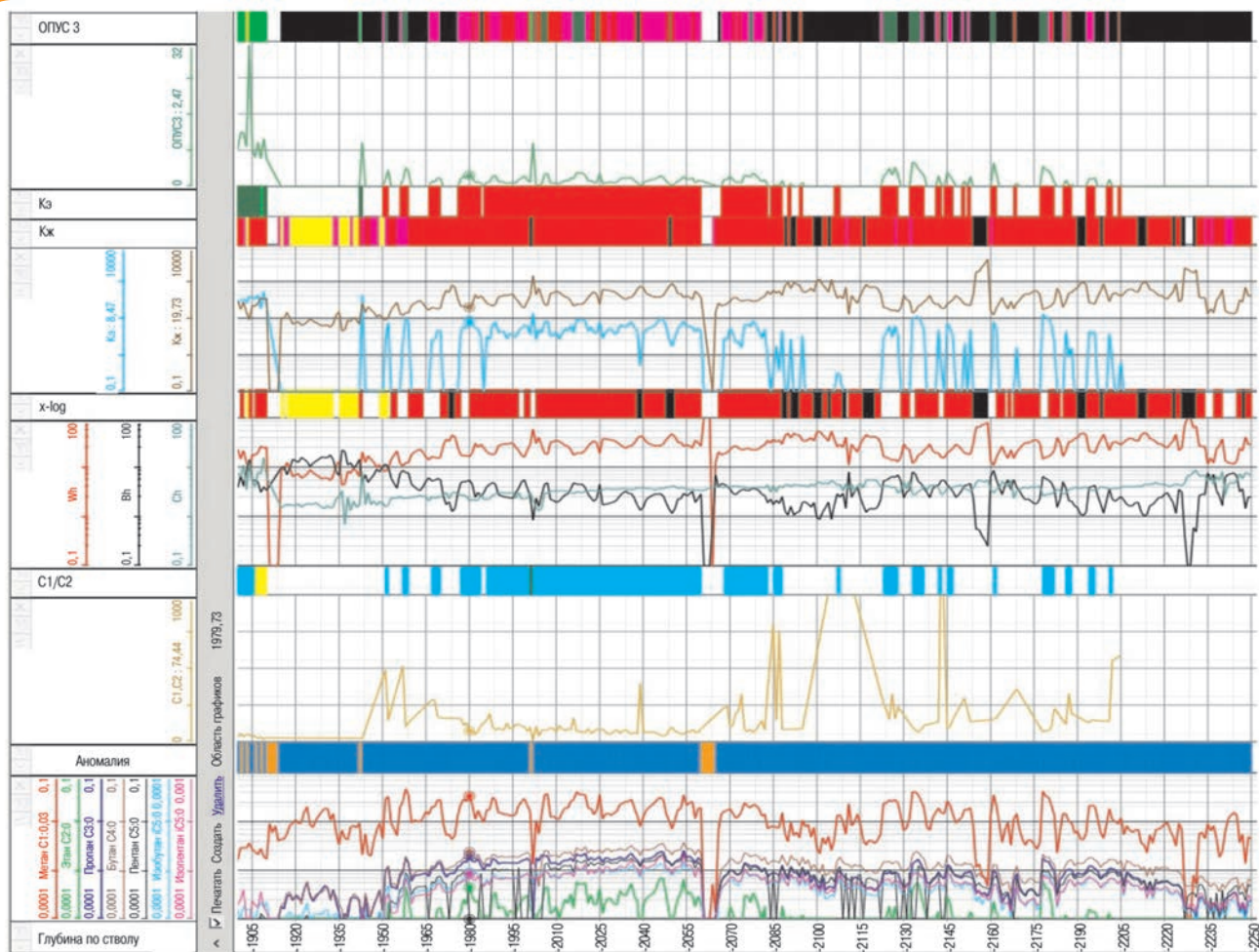


Рис. 1. Интерпретация данных газового каротажа одной из скважин Советского месторождения

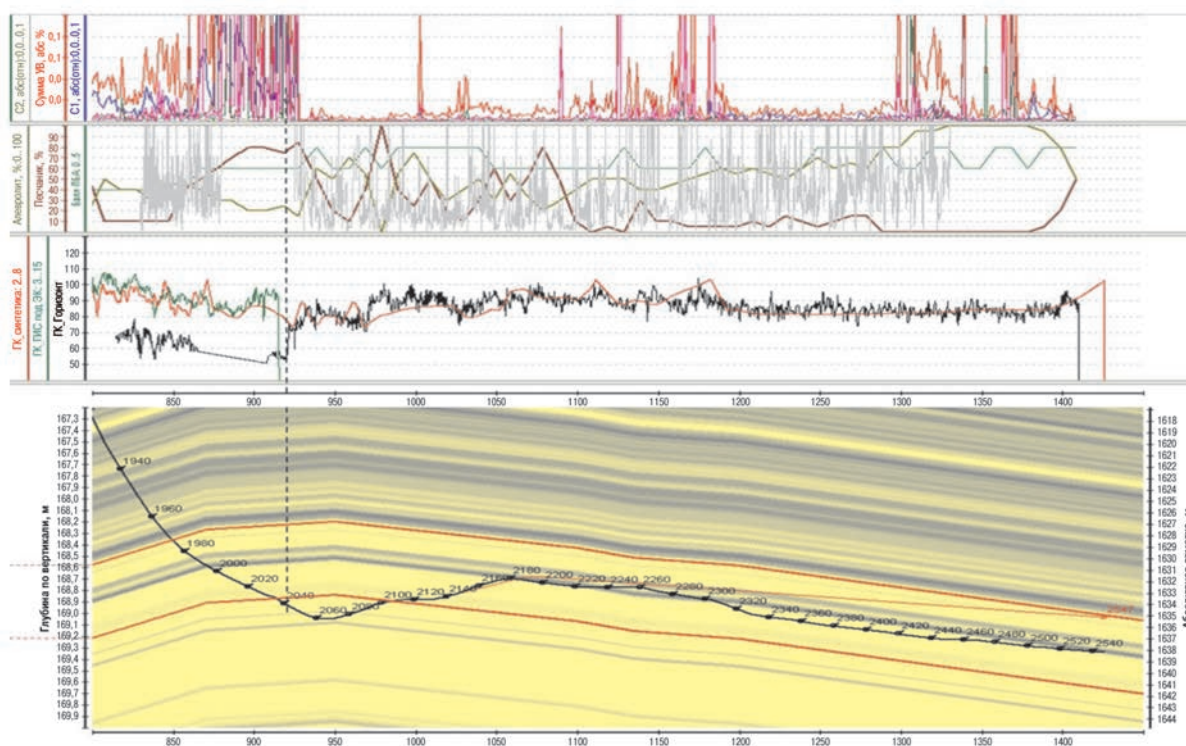


Рис. 2. Данные геологического сопровождения бурения скв. 1

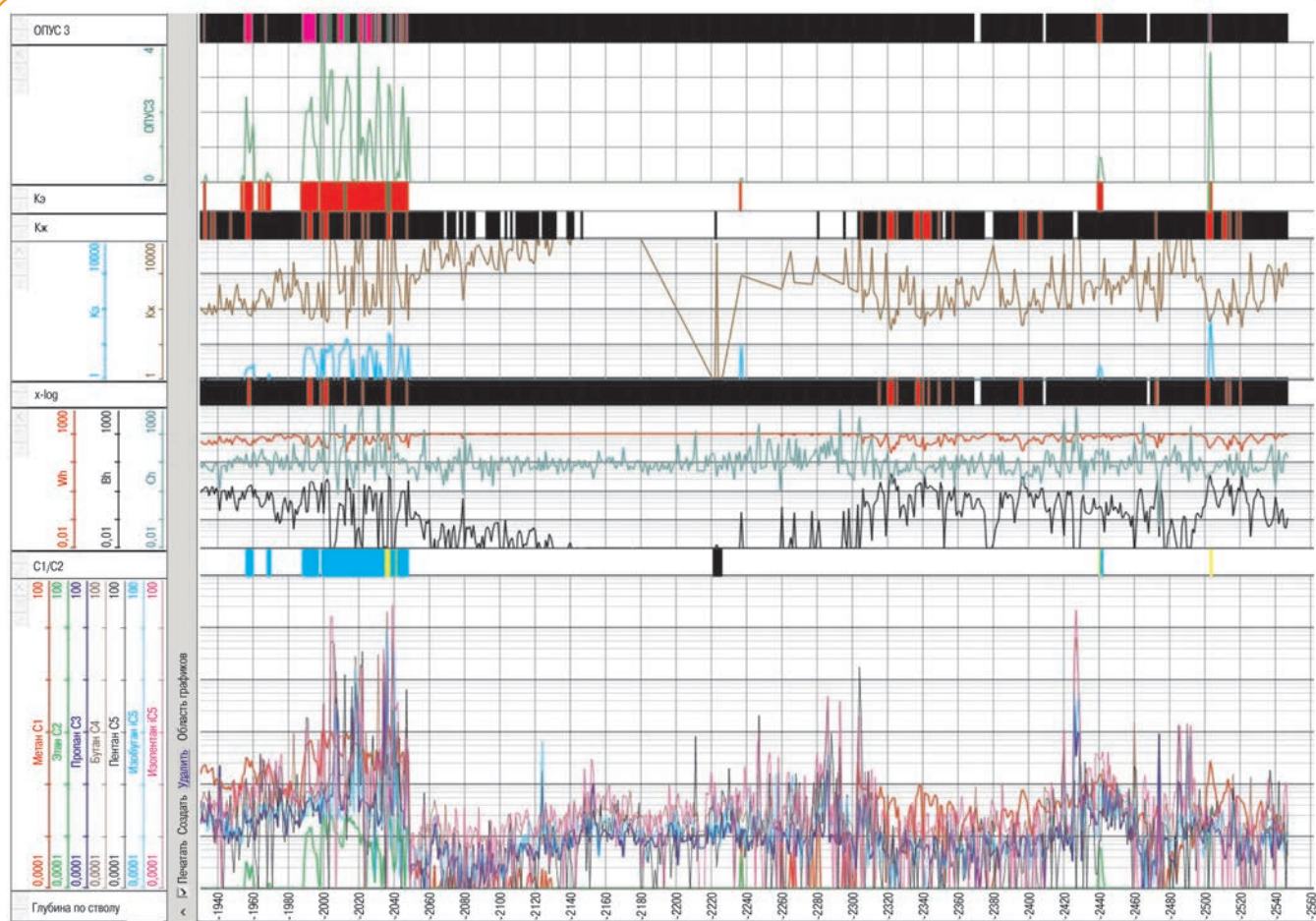


Рис. 3. Интерпретация данных газового каротажа скв. 1

Список литературы

1. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. – Новосибирск: ИД «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.
2. Голубков Д.Е. Совершенствование технологий разработки пласта АВ₁ Советского месторождения для эффективного промышленного освоения//Территория НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 6. – С. 88–90.
3. Тарасова Е.В. Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу//Каротажник. – 2011. – №10(208). – С. 10–21.
4. Лукьянов Э.Е. Новая технология определения характера насыщения пластов-коллекторов по данным газового каротажа//Каротажник. – 2008. – №8. – С.75–104.
5. Лукьянов Э.Е. Интерпретация данных ГТИ. – Новосибирск: ИД «Историческое наследие Сибири», 2011. – 944 с.

References

1. Luk'yanov E.E., *Geologo-tehnologicheskie i geofizicheskie issledovaniya v protsesse bureniya* (Geological and technological studies and geophysical surveys during the drilling process), Novosibirsk: Istoricheskoe nasledie Sibiri Publ., 2009, 752 p.
2. Golubkov D.E., *Territoriya NEFTEGAZ*, 2013, no. 6, pp. 88-90.
3. Tarasova E.V., *Karotazhnik*, 2011, no. 10(208), pp. 10-21.
4. Luk'yanov E.E., *Karotazhnik*, 2008, no. 8, pp. 75-104.
5. Luk'yanov E.E., *Interpretatsiya dannykh GTI* (Data interpretation of the geotechnical study), Novosibirsk: Istoricheskoe nasledie Sibiri Publ., 2011, 944 p.

Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений

Н.А. Деревскова, к.г.-м.н., Т.И. Кравченко,
С.Б. Лыкова (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»),
С.В. Дряблов (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»)

Ключевые слова: Северный Сахалин, пильская свита, силициты, диатомиты, опоки, перекристаллизованные опоки, опал-А, опал-КТ, кристобалит, халцедон, плотность, пористость, трещиноватость, месторождение Восточный Кайган, Окружное месторождение.

Key words: Northern Sakhalin, Pilsk Fm, silicite, diatomite, opoka, recrystallized opoka, opal-A, opal-CT, cristobalite, chalcedony, density, porosity, fracturing, East Kaigan field, Okruzhnoye field.

Адреса для связи: naderevska@sakhnipi.ru, tikravchenko@sakhnipi.ru, sblykova@sakhnipi.ru

Введение

На суше о. Сахалин все больше обращают на себя внимание тревожные тенденции снижения объемов прироста запасов, перехода многих месторождений на позднюю стадию разработки. Принимая во внимание складывающуюся структуру запасов и перспектив их роста, можно предположить, что свою роль в приросте запасов должно сыграть вовлечение в разработку «нетрадиционных» коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами. На Сахалине и Камчатке к таким объектам относятся толщи, сложенные кремнистыми отложениями.

В геологическом разрезе о. Сахалин и прилегающего к нему шельфа отмечаются четыре максимума кремненакопления, связанные с погружением территории и трансгрессией моря: в даехурийское время (пиленгская свита Пограничного и Лунского районов, тумская – на п-ове Шмидта, даехурийская – на участке Даги-море-1, на месторождении Восточное Эхаби, в Дагинском районе на суше острова); уйнинско-дагинско-окобыкайское (пильская свита п-ова Шмидта, Охинского перешейка и поднадвига месторождения Восточное Эхаби); окобыкайское (хузинская, курасийская свиты); нутовское (маямрафская свита п-ова Шмидта, маруямская свита в пределах акваторий Татарского пролива, заливов Анива и Терпения). На Западно-Шмидтовском участке шельфа, на площадях Медведь и Тойская, кремнистые осадки среднемиоцен-плиоцено-

вого возраста, вскрытые на глубинах соответственно 1200–2700 и 1080–2466 м, относятся к окобыкайско-нутовско-помырскому горизонту. На Магаданском шельфе (Магаданская и Хмительевская площади) кремнистые породы слагают основную часть сейсмокомплексов А, Б, В. На Кайгано-Васюканском участке шельфа они широко распространены в нижних частях разрезов, слагая в разных объемах миоцен-плиоценовые отложения: на месторождениях Удачное, Пела-Лейч и Южно-Васюканской площади кремнистые отложения вместе с глинами вмещают турбидитные песчаные пласты; на площади Савицкая кремнистые породы образуют мотонные толщи.

В кремнистых отложениях на о. Сахалин открыты два месторождения: Окружное, залегающее в отложениях пиленгской свиты даехурийского горизонта верхне-олигоценного времени, и Восточный Кайган – в отложениях пильской свиты (уйнинско-дагинско-окобыкайского горизонта), накопление которой происходило в миоценовое время. Пиленгская свита достаточно хорошо известна, а Окружное месторождение давно находится в эксплуатации, поэтому в данной статье рассмотрены отложения пильской свиты и приуроченное к ней месторождение Восточный Кайган, а также перспективный комплекс, вскрытый в поднадвиговой части месторождения Восточное Эхаби.

Пильская свита миоценового возраста (нерасчлененные отложения уйнинско-дагинского и низов

окобыкайского горизонтов) – это уникальная кремнистая толща, имеющая локальное распространение на п-ове Шмидта, Охинском перешейке и в Охино-Эхабинском районе острова. Пильская свита изучена в керне и шламе на месторождениях Колендо, Эхаби, Восточное Эхаби, Восточный Кайган, на площадях Полянская, Кеутинская, Хангузинская морская и в береговых разрезах п-ова Шмидта. По своему составу она резко отличается от разновозрастных отложений, слагающих уйнинско-дагинский и окобыкайский горизонты Северного Сахалина, преобладанием высококремнистых пород: опок, перекристаллизованных опок, кремнистых аргиллитов, опоквидных глин, реже диатомитов и диатомовых глин. Эти породы образуют в разрезе монотонные кремнистые толщи, переслаиваются с аргиллитами и глинами, реже с глинистыми алевролитами и песчаниками.

Все разнообразие пород обусловлено условиями их накопления и последующим преобразованием на диагенетической и катагенетической стадиях. Источником кремнезема – главного вещества, участвующего в формировании кремнистых толщ – являются остатки кремнестроющих организмов, преимущественно панцирей диатомей, реже спикул губок и радиолярий. Второй по значимости компонент кремнистых толщ – глинистые минералы, представленные монтмориллонитом, гидрослюдой, каолинитом, смешанослойными образованиями и реже хлоритом. В разных участках шельфа и острова преобладают различные глинистые минералы. Часто встречаются ромбические зерна доломита, зеленый глауконит, округлые стяжения пирита и кальцита. В небольшом количестве отмечается обломочный терригенный материал, состоящий преимущественно из кварца, реже полевых шпатов и обломков пород. В пильских силицитах практически отсутствует пирокластическое вещество, редкие мелкие обломки вулканических стекол встречаются на Хангузинской морской площади.

Отложения пильской свиты характеризуются повышенными содержаниями рассеянного органического вещества (РОВ). В шлифах РОВ представлено дисперсными формами и незначительным количеством мелких фюзенизированных частиц. Концентрации органического вещества C_{org} в рассматриваемых породах колеблются от 0,40 до 6,95 %, чаще составляют 1-4 %.

На начальной стадии литогенеза, в седиментогенезе, накапливались морские диатомовые илы, органогенный опал которых трансформировался по схеме: опал-А → опал-КТ → α-кристобалит → халцедон → кварц

[1, 2]. Единая первичная органогенно-кремнистая природа всех выделенных типов силицитов подтверждается прослеживанием в непрерывных разрезах изменений органогенной структуры, постепенно исчезающей при переходе от диатомитов к опокам; сохранением органогенной структуры в диагенетических карбонатных конкрециях, развитием пиритовых слепков диатомей в опоках и перекристаллизованных опоках; сходством структурных и текстурных особенностей выделенных типов.

Рассмотрим непрерывный разрез, изученный на Хангузинской морской площади, который поможет доказать органогенную (диатомовую) природу кремнистых образований пильской свиты на всех стадиях превращения неустойчивого органогенного опала (опал-А, опал-КТ, α-кристобалит) в устойчивые халцедон и кварц. По степени трансформации кремнезема в разрезе выделяются три пачки: светлых диатомитов и глинистых диатомитов (120-190 м); светлых и белесых опок и светло-серых опоквидных пород (190-570 м); светло-серых и белесых перекристаллизованных опок с тонкими прослоями темно-серых кремнистых аргиллитов (570-1000 м).

В составе верхней пачки доминируют диатомиты – породы белого цвета, легкие, тонкопористые, основным элементом которых являются опаловые панцири диатомовых водорослей (70-90 %). В небольшом количестве встречаются спикулы губок и мелкие редкие обломки вулканических стекол. Форма скорлупок диатомей сетчато-ячеистая, дискообразная. Панцири диатомей сложены опалом-А – рентгеноаморфным опалом, который на дифрактограммах дает широкое гало с осью в области $4 \text{ \AA}$ (рис. 1, а). Обломочная часть сложена тонкоалевритовыми зернами кварца, полевых шпатов и кремнистых пород. Отмечаются ромбические зерна доломита, зеленого глауконита, округлые стяжения пирита и кальцита. В нижней части пачки признаки биогенной структуры начинают исчезать.

Средняя пачка сложена преимущественно опоками белесого цвета, легкими, тонкозернистыми. В интервале глубин 190-220 м основная масса опок сложена опалом-КТ, характеризующимся высокой степенью неупорядоченности кристобалитовых и тридимитовых слоев. Опал-КТ фиксируется базальным рефлексом в области $4,08-4,04 \text{ \AA}$ (см. рис. 1, б); α-кристобалит, являющийся основным минеральным компонентом опок в интервале 220-570 м, идентифицируется по основным рефлексам $4,04$; $3,13$; $2,83$; $2,48 \text{ \AA}$.

В опоках глинистый материал составляет 3-10 %; представлен монтмориллонитом и гидрослюдой. Отмечаются породы, в которых содержание глини-

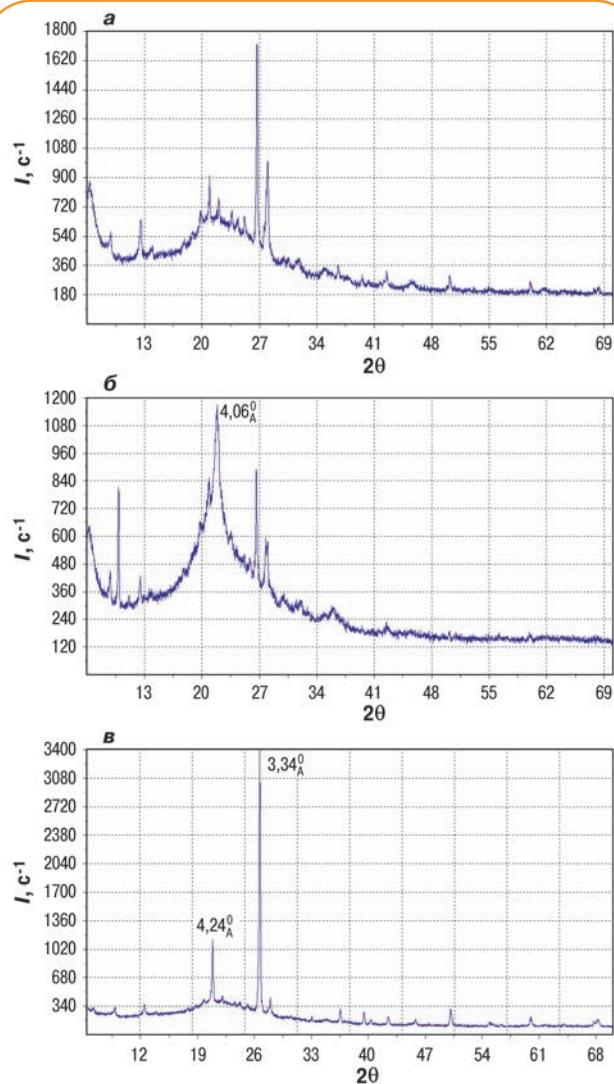


Рис. 1. Дифрактограммы диатомита (а), опоки (б) и перекристаллизованной опоки (в)

стого вещества достигает 30-65 %, и является преимущественно монтмориллонитом. В заметном количестве присутствуют обрывки гелефицированных водорослей, зерна зеленого глауконита, пиритовые слепки диатомей. Кроме того, встречаются карбонатизированные породы, в которых хорошо различимы панцири диатомей, спиккулы губок. Обломочный материал составляет 3-5 %, представлен зернами кварца и полевых шпатов тонкоалевритовой размерности. В опоках часто наблюдаются тонкие ветвистые трещины, выполненные глинисто-органогенным веществом.

Основным минералом третьей пачки, сложенной преимущественно перекристаллизованными опоками, является халцедон, который отражается на дифрактограммах базальными рефlekсами 3,34 Å и 4,24 Å (см. рис. 1, в). В интервале глубин 570-640 м халцедон существует совместно с α-кristобалитом. Под микроскопом халцедон бесцветный, низкодву-

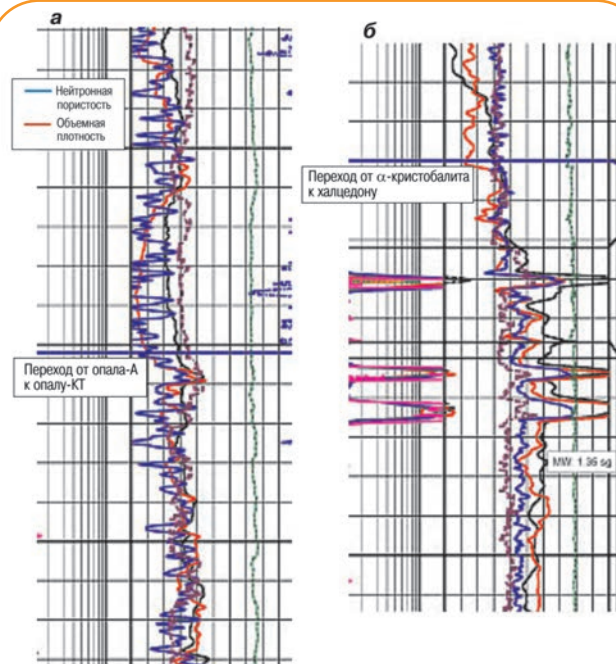


Рис. 2. Зоны перехода форм кремнезема на каротажных диаграммах, зарегистрированных на площади Медведь (Западно-Шмидтовский участок шельфа)

преломляющий минерал с показателем преломления чуть выше данного показателя канадского бальзама. Обломочный материал (тонко-алевритовый) присутствует в количестве 1-3 %. Отмечается значительное содержание (до 8-10 %) пирита, который представлен округлыми конкрециями (от точечных до 0,03 мм) и псевдоморфозами по панцирям диатомей. По основной массе также часто развиваются округлые стяжения карбоната (по данным рентгеноструктурного анализа – доломита). Открытая пористость перекристаллизованных опок – до 23 %, плотность полых трещин 270 м/м², трещинная проницаемость – около 26·10⁻³ мкм².

На каротажных диаграммах смена в геологическом разрезе формы кремнезема фиксируется по изменению объемной плотности и отчасти нейтронной пористости (рис. 2).

Изучение ряда непрерывных кремнистых разрезов на морских площадях Хангузинской, Магаданской, Хмидьевской, в заливах Анива и Терпения, на ряде площадей Татарского прогиба, а также фрагментарных разрезов позволило выявить зональность в распределении форм кремнезема в зависимости от палеотермобарических условий, выраженных через глубину максимального погружения пород и палеотемпературу. Первый показатель определялся по типовым кривым изменения физических свойств (плотность, открытая пористость) глинистых пород, а палеотемпературы – по отража-

тельной способности витринита. Органогенный опал-А (органогенная диатомовая структура) сохраняется до глубины погружения 1250-1300 м при палеотемпературах менее 50 °С, опала-КТ и α -кристобалита в халцедон – 1800-2200 м (в зависимости от количества глинистого материала в опоках) при температурах более 70 °С [1, 2]. α -Кристобалит имеет узкий диапазон существования, определяется не всегда, и пока точно не установлена его глубинная приуроченность.

Месторождение Восточный Кайган генетически связано с перекристаллизованными опоками пильской свиты. Месторождение входит в состав Охино-Эхабинской нефтегазоносной зоны. По результатам детальных сейсмических исследований Восточно-Кайганская структура представляет собой южную периклиналь Хузинской морской структуры. По некоторым данным, структура является погребенной полуантиклиналью, ограниченной с северо-запада Восточно-Эхабинским взбросо-надвигом (поднадвиговая часть) и разбитой на блоки разрывными нарушениями северо-восточного простирания.

Залежь нефти была открыта в 1988 г. в результате опробования двух объектов: в интервале 3390-3420 м (нижняя часть 32 пласта) получен фонтан нефти дебитом 35 м³/сут на 9-мм штуцере; в интервале 3355-3382 м (верхняя часть 32 пласта) – фонтан нефти с растворенным газом дебитом 28,7 м³/сут на 6-мм штуцере. Отрытая залежь нефти является, по-видимому, массивной тектонически экранированной. Экраном служит сбросовое нарушение амплитудой 90 м с падением плоскости на север. В скважинах, пробуренных в 1989-1992 гг. с целью уточнения геологического строения и нефтеносности месторождения, промышленных притоков нефти не получено. Основные надежды освоения месторождения связываются с продуктивным разрезом 32 пласта. Отсутствие эффективных технологий получения стабильных притоков из трещиноватых коллекторов заставило законсервировать месторождение Восточный Кайган. Экспериментальные работы по проведению гидроразрыва и кавитационного воздействия на пласт с целью получения промышленных притоков пока не дали положительных результатов.

На месторождении Восточный Кайган пильская свита залегает на глубине 2680-4251 м. Это наиболее погруженные по сравнению с другими площадями отложения, где изучены высококремнистые породы. Разрез представлен толщей перекристаллизованных опок (рис. 3) с редкими тонкими прослоями крем-

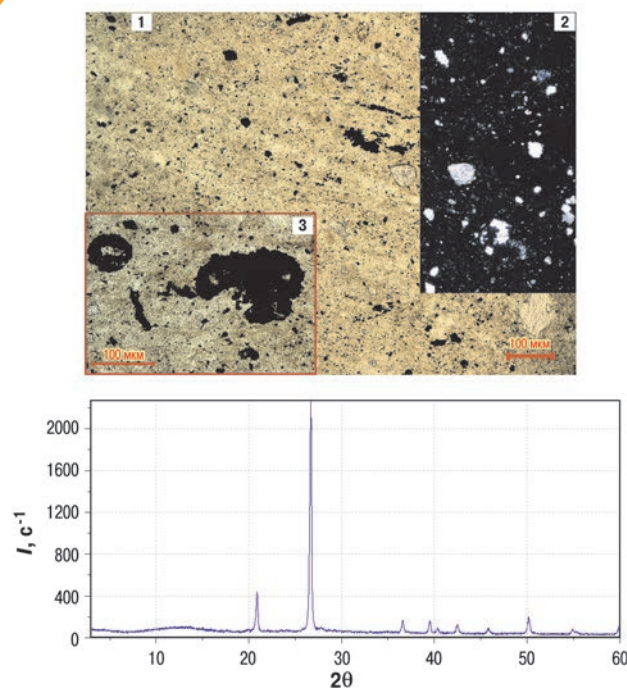


Рис. 3. Фотографии шлифа (а) и дифрактограмма (б), полученные на месторождении Восточный Кайган (интервал отбора – 3479-3482 м; перекристаллизованные опоки):

1, 2 – увеличение в 100 раз соответственно без анализатора и с его использованием; 3 – увеличение в 200 раз без анализатора

нистых аргиллитов и алевролитов, сменяющимися вверх по разрезу песчано-алевритоглинистыми отложениями нутовского горизонта.

Перекристаллизованные опоки – породы с однородной текстурой, раковистым изломом, стеклян-ным блеском, с высокой твердостью. Среди них отмечаются как светло-серые, белесые, так и темные, коричневатые-серые до черных. Темные разновидности просвечивают на тонких сколах. Плотность этих пород высокая – 2,5-2,75 г/см³. Открытая пористость матрицы изменяется от 0,7 до 5-6 %, проницаемость нулевая либо близка к нулю. Породы отличаются большей раскристаллизованностью кремнезема. Отмечаются (особенно в нижней части) овальные выделения микрокристаллического кварца, а также халцедона, имеющего радиально-лучистое строение. Присутствуют также карбонатные стяжения доломита, которые в отдельных прослоях составляют до 90 % (т.е. замещают кремнезем). Часто отмечаются пиритовые слепки диатомей.

Глинистые минералы в зависимости от содержания в отдельных прослоях встречаются в виде как пелитоморфной примеси, так и микролинз. Глина представлена смешанослойными образованиями ряда монтмориллонит – гидрослюда с количеством

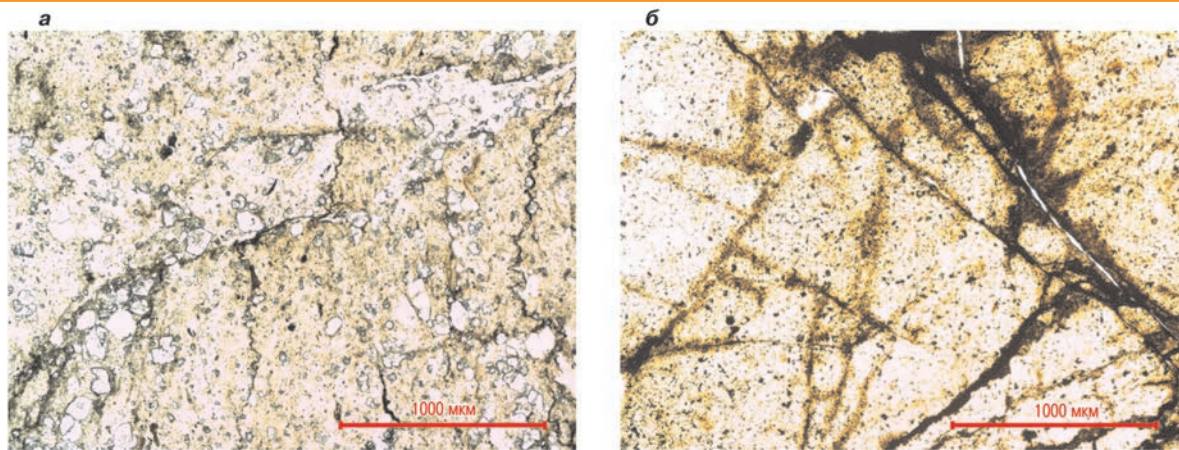


Рис. 4. Диагенетические (а) и тектонические (б) трещины на фотографиях шлифов, полученных на месторождении Восточный Кайган (увеличение в 4 раза без анализатора)

набухающих пакетов до 20 %, реже присутствуют гидрослюда и каолинит.

Для всех пород кремнистого комплекса, в основном для перекристаллизованных опок, характерна интенсивно проявленная трещиноватость. Изучение микротрещиноватости позволило выделить три генетические системы трещин: диагенетические, эпигенетические и тектонические.

Основной отличительной чертой диагенетических трещин (рис. 4, а) является их сложный петельчатый, сутуровидный рисунок, метелкообразный вид. Ширина этих трещин изменяется от 0,005 до 0,05 мм, протяженность составляет первые сантиметры. Трещины выполнены глинисто-органогенным веществом, по которому развиты редкие агрегатные скопления микросферолитов пирита. Основное направление этих систем трещин параллельно с напластованием.

Эпигенетические трещины образовались при дальнейшем уплотнении пород. Их характерной чертой являются незначительная протяженность (первые сантиметры) и ширина до 0,2 мм. Направление эпигенетических трещин – самое разнообразное. Они способны подновлять диагенетические трещины. Эпигенетические трещины либо полые, либо выполнены доломитом, кальцитом, тонко-раскристаллизованным кварцем.

Тектонические трещины (см. рис. 4, б), появившиеся в результате дезъюнктивных деформаций, образуют группы трещин, оперяющих шовную часть разломов. Это протяженные, прямолинейные, разнообразно ориентированные трещины, пересекающие либо подновляющие первые две системы трещин. Для тектонических трещин характерны зеркала скольжения (трещины скалывания), занози-

стая поверхность зальбандов (трещины отрыва). Одной из особенностей тектонических трещин являются участки интенсивного дробления. Наряду с трещинами, выполненными кальцитом, кристаллическим кварцем и глинисто-органогенным веществом, имеется много тектонических систем трещин, не несущих минерализации (открытых).

Анализ микротрещиноватости кремнистых пород месторождения позволяет сделать вывод о преобладании в изученных образцах систем трещин тектонического генезиса. Образцы с максимальной замеченной микротрещиноватостью встречаются в интервале 3152-3158 м, где плотность полых трещин составляет 160-363 м/м² (в среднем – 333 м/м²); трещинная пористость – 0,2-0,8 % (в среднем – 0,4 %); трещинная проницаемость – до $28,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Открытая пористость матрицы кремнистых пород невысока (от 0 до 6 %), газопроницаемость близка к нулю, плотность – от 2,3 до 2,5 г/см³.

Изучение геохимических параметров углеводородного состава нефтей месторождения Восточный Кайган показало, что источником для образования нефти является РОВ кремнистых пород пильской свиты, находящихся на грациях раннего мезокатагенеза (МК₁). Высокие коэффициенты подобия углеводородного состава нефтей и РОВ пород кремнистых пород подтверждают аутигенное происхождение нефти [3].

В поднадвиговой части месторождения Восточное Эхаби (2290-3250 м) мощный кремнистый комплекс, сложенный монотонной толщей перекристаллизованных опок, включает тумскую и пильскую свиты. Перекристаллизованные опоки пильской свиты (2290-3180 м) светло-серые, буровато-серые, белесые; тумской свиты (ниже 3180 м) – темно-

Параметры	Месторождение Восточный Кайган				Месторождение Восточное Эхаби			Окружное месторождение
	Скв. В		Скв. А		Скв. С			
Глубина, м	3183-4036	2864-3158	3271-3561	2640-3046	3165-3172	2986-2995	2550-2556	1628-2006
Матрица								
Плотность породы, г/см³	2,44-2,50 (2,47)	2,31-2,4 (2,34)	2,41-2,47 (2,45)	2,26-2,39 (2,33)	2,45	2,33-2,43 (2,37)	2,27-2,34 (2,30)	1,67-2,24 (2,07)
Открытая пористость породы, %	0,5-3,1 (1,6)	4,3-5,9 (5,1)	2,4-4,7 (3,6)	6,3-8,3 (7,5)	3,27	6,8-10,7 (9,1)	7,0-11,8 (10,3)	11,06-26,72 (18,6)
Проницаемость породы, 10 ⁻³ мкм²	0	0	0	0	0	0	0	0,002-0,0297 (0,009)
Полые трещины								
Емкость трещин, %	0,05-0,31 (0,17)	0,19-0,63 (0,29)	0,11-0,19 (0,14)	0,14-0,20 (0,17)	0,14	0,08-0,54 (0,31)	0,12-0,48 (0,27)	0,11-2,36 (0,58)
Трещинная проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	2,15-70,05 (15,90)	11,73-102,27 (38,47)	5,50-32,90 (14,80)	10,0-19,90 (13,80)	2,39	3,30-26,60 (16,03)	8,20-150,90 (59,4)	5,2-1036,1 (215,6)
Плотность трещин: поверхностная	31,4-161,6 (88,31)	69,4-211,9 (121,8)	72,1-96,7 (82,8)	73,6-98,0 (89,7)	140,6	62,8-334,2 (186,4)	63,8-123,6 (96,9)	66,7-1180,0 (228,0)
объемная	49,3-253,8 (138,7)	109,0-332,8 (191,3)	113,2-152,0 (130,1)	115,7-154,0 (140,9)	221,0	98,6-525,0 (292,9)	100,3-194,2 (152,3)	104,7-1853,8 (358,2)

Примечания. 1. На месторождениях Восточный Кайган и Восточное Эхаби скважины вскрыли отложения пильской свиты, на Окружном месторождении - пиленгской. 2. В скобках приведены средние значения параметров.

серые до черных. При опробовании высокоомных силицитов пильской свиты получены притоки пластовой воды с пленкой нефти. Опробование, проведенное в интервале 2880-2996 м (пильская свита) дало небольшой приток нефти, но признано некачественным. При люминесцентно-микроскопических исследованиях в перекристаллизованных опоках отмечается как бы единый органо-минеральный комплекс, люминесцирующий в буровато-желтых и зеленовато-желтых цветах, что говорит о насыщенности пор легкими нефтяными углеводородами. Трещины также заполнены легкими нефтяными углеводородами, имеющими под люминесцентной лампой интенсивное серовато-желтое и голубовато-желтое свечение.

Плотность перекристаллизованных опок в одной из скважин увеличивается вниз по разрезу от 2,27 до 2,34 г/см³. Открытая пористость матрицы соответственно уменьшается от 11,81 до 3,27 %. Проницаемость матрицы равна нулю. Опоки пересечены трещинами нескольких генераций. Более ранние (диагенетические) трещины заполнены глинисто-битуминозным веществом. Их секут кальцитовые и кварцевые трещины, в свою очередь пересекаемые трещинами, заполненными легкими нефтяными углеводородами. Плотность последних – 94-525 м/м², трещинная пористость – 0,08-0,54 %. В таблице представлены оценочные параметры перекристаллизованных опок. Для сравнения приведено Окружное месторождение.

Отложения пильской свиты хорошо обнажены в береговых разрезах п-ова Шмидта, где они сложены опоками, перекристаллизованными опоками, опоквидными и кремнистыми глинами, кремнистыми

аргиллитами и кремнистыми алевролитами. Породы вмещают достаточно мощные пласты «фановых» песчаников. Кроме того, в них отмечаются многочисленные различно ориентированные «дайки» карбонатизированных и некарбонатизированных песчаников, крупные мергелистые и песчаные конкреции.

Как видно из таблицы, перекристаллизованные опоки характеризуются разными открытой пористостью и плотностью матрицы, что связано с дальнейшими преобразованиями халцедона в процессе их погружения и выражается через глубину максимального погружения пород. Перекристаллизованные опоки Окружного месторождения погружались на глубины 2200-3600 м, месторождения Восточное Эхаби – 4000-4200 м, Восточный Кайган – 4200-5000 м. В зависимости от глубины погружения изменялась микроструктура кремнезема: от агрегатно-глобулярной на Окружном месторождении до агрегатно-кристалломорфной на месторождении Восточное Эхаби и кристалломорфной на Восточном Кайгане, что отразилось на уменьшении размера пор матрицы, открытой пористости и увеличении плотности перекристаллизованных опок.

По открытой пористости матрицы, структуре порового пространства, микроструктуре кремнезема коллекторы, изученные на месторождениях Восточный Кайган и Восточное Эхаби, отнесены соответственно к трещинному и порово-трещинному типу. Первые имеют кристалломорфную структуру халцедона, размер пор матрицы менее – 1 мкм, открытая пористость – менее 6 %. В порово-трещиноватых коллекторах Восточного Эхаби микроструктура кремнезема агрегатно-кристалломорфная, открытая

пористость матрицы – 6-12 %. В коллекторах трещинно-порового типа, какими являются перекристаллизованные опоки Окружного месторождения, микроструктура кремнезема унаследованная агрегатно-глобулярная, открытая пористость – от 12 до 27 %. Параметры трещиноватости полностью зависят от тектонической активности региона.

Выводы

1. В пильской свите выделены коллекторы порово-трещинного и трещинного типов, образование которых является результатом литогенетических преобразований кремнистых осадков и воздействия тектонических нагрузок.

2. Накопление морских диатомитов и диатомовых илов в седиментогенезе определило изначальную нефтематеринскую природу кремнистых толщ. Направленные преобразования силицитов, испытавших погружение на глубины более 1800-2200 м, превратили их в перекристаллизованные опоки и кремнистые аргиллиты, которые приобрели способность к трещинообразованию. В тектонически активных зонах в породах пильской свиты проявилась сильная тектоническая трещиноватость, и породы превратились в коллекторы трещинного и порово-трещинного типов. Часто тектонические трещины подновляют широкую сеть диагенетических, унаследовано сохраняя в них глинисто-органическое вещество.

3. Емкость коллектора определяется сохранностью унаследованной агрегатно-глобулярной микроструктуры перекристаллизованных опок, а проницаемость – их трещиноватостью.

4. Исходя из особенностей изученного коллектора (аномально низкой проницаемости и пористости) следует рекомендовать при разработке применять горизонтальные скважины и гидроразрыв для увеличения проницаемости и стабильности притока.

Список литературы

1. Деревскова Н.А., Куликов Н.В., Иваньшина Л.П. Катагенетические преобразования кремнистого вещества в неогеновых отложениях Сахалина//Тихоокеанская геология. – 1986. – №5. – С. 111-116.
2. Литогенез, состав, рассеянное органическое вещество и нефти кремнистых толщ о. Сахалин. В кн. Геология и разведка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа/ Н.В. Куликов, Н.А. Деревскова, Л.П. Иваньшина [и др.]. – М.: Научный мир, 1997. – С. 81-106.
3. Кравченко Т.И., Попович Т.А. О параметрах катагенеза рассеянного органического вещества кремнистых толщ Северного Сахалина. В сб. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа». – М.: ГЕОС, 2004. – С. 269-271.

References

1. Derevskova N.A., Kulikov N.V., Ivan'shina L.P., *Tikhookeanskaya geologiya*, 1986, no. 5, pp. 111-116.
2. Kulikov N.V., Derevskova N.A., Ivan'shina L.P. et al., *Collected papers "Geologiya i razvedka mestorozhdeniy nefti i gaza Sakhalina i shel'fa"* (Geology and exploration of oil and gas fields of Sakhalin and offshore), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 1997, pp. 81-106.
3. Kravchenko T.I., Popovich T.A., *Proceedings of VII International Conference "Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza. Aktual'nye problemy geologii i geokhimii nefti i gaza"* (New ideas in geology and geochemistry of oil and gas. Actual problems of geology and geochemistry of oil and gas), Moscow: GEOS Publ., 2004, pp. 269-271.

Методы комплексирования данных при моделировании на примере Южно-Орловского месторождения

В.В. Гритчина (ОАО «Самаранефтегаз»)

Ключевые слова: месторождение, фаменский ярус, рифогенные залежи, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, трещиноватость, подсчет запасов, анализ рисков и неопределенностей.
Key words: oil field, Famennian stage, reef deposits, geological modeling, simulation, fractures, reserves estimation, risks and uncertainties analysis.

Адрес для связи: GritchinaVV@samng.ru

Введение

Южно-Орловское месторождение – одно из самых важных для ОАО «Самаранефтегаз». В 2008 г. низкопродуктивной скважиной Западного купола, бурившейся на пласт D_3 fm, был открыт новый объект D_3 fm, который ранее считался водоносным. В 2010 г. новая скважина, пробуренная на объект D_3 fm, оказалась высокопродуктивной. Дебит этой скважины превышал 500 т/сут, что привлекло внимание к данному объекту. Интерес представляет и аналогичный объект D_3 fm Утевского месторождения, недавно открытый и ранее также никогда не считавшийся нефтеносным.

Отмеченное особенно актуально, поскольку Южно-Орловское месторождение в настоящее время активно разбуривается. При обосновании размещения новых скважин (как разведочных, так и эксплуатационных) необходимо учитывать новые геологические данные. В данной статье представлен алгоритм комплексирования данных при моделировании для выработки рекомендаций по бурению и управлению разработкой Южно-Орловского месторождения. Объектами изучения являются пласты франско-фаменского яруса.

Геологические особенности Южно-Орловского месторождения

Южно-Орловское месторождение находится на севере Самарской области. На Западном куполе нефтеносность приурочена к пластам D_3 fm и V_1 рифогенной постройки. Пласты представлены органогенными известняками и доломитами. Все пласты трещиноватые, по трещинам выпоты нефти. Вынос керна

небольшой, в основном из плотных участков разреза, практически весь керна разрушался по плоскостям трещин. По структуре поднятие – это горст, испытывавший горизонтальное сжатие (с северо-запада и юго-востока).

В геологическое задание на бурение новых скважин были заложены сложные методы геофизических исследований скважин (ГИС) для определения трещиноватости. Исследования с помощью FMI выполнить не удалось ввиду недостаточной проходности скважины для прибора. Тем не менее имиджеры STAR и НИД, применявшиеся в новых скважинах, дали подробную картину трещиноватости (рис. 1, 2), которая хорошо согласуется с представлениями о тектоническом строении и распределении

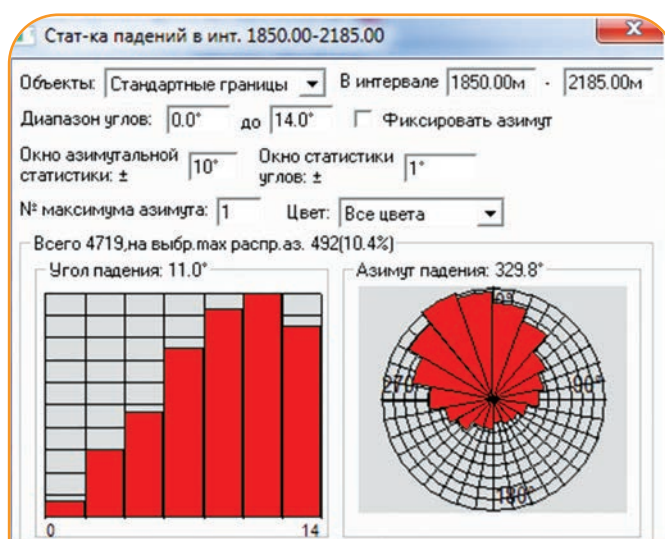
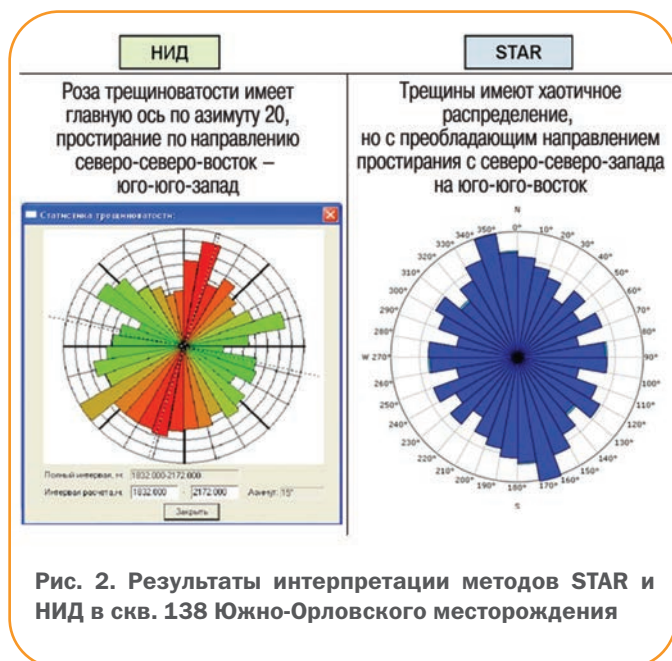


Рис. 1. Результаты интерпретации метода НИД в скв. 140¹ Южно-Орловского месторождения

¹ Здесь и далее номера скважин являются условными.

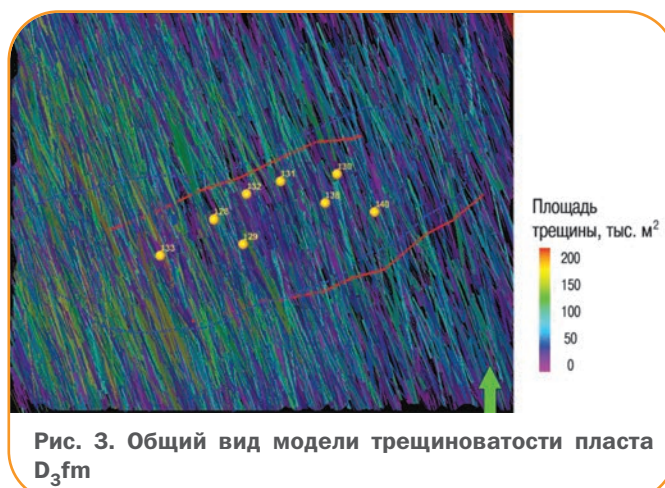


напряжений: в 2012 г., до бурения новых скважин, было сделано предположение, что основное направление трещин перпендикулярно разломам.

Создание модели Южно-Орловского месторождения

Для объединения результатов различных методов исследования (учет данных сейсморазведочных работ, бурения скважин, микросейсмических исследований) построена 3D геологическая модель и пересчитаны запасы [1].

Анализ строения коллектора объединенного пласта D_3fm позволяет описать его как трещиновато-каверново-поровый (по классификации Нельсона – между 2 и 3 типом) со следующими свойствами: тектонически экранированная залежь, высокий этаж нефтеносности. Основные запасы нефти сконцентрированы в низкопроницаемой матрице, основной приток обеспечивается трещинами. Резервуар гидродинамически связан. Как следствие, для корректного представления резервуара необходимо использовать модель двойной пористости и проницаемости. Для создания такой модели необходимо было сопоставить проницаемость, определенную по керну (проницаемость матрицы) с учетом небольшого выноса керна и по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) (проницаемость трещин). Эти два распределения имеют различные моды, которые различаются в десятки раз: проницаемость по керну характеризуется модой $0,75 \cdot 10^{-3}$ мкм² (от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $0,5$ мкм²); проницаемость по ГДИС имеет моду $0,05$ мкм² (от $5 \cdot 10^{-3}$ до 5 мкм²). Эти значения были использованы для моделирования двойной проницаемости.



Смоделированная по данным имиджеров система трещин (рис. 3) экспортировалась в гидродинамическую модель с двойной пористостью и проницаемостью с учетом новой геологической основы. В модели также была проведена адаптация пластовых и забойных давлений для уточнения эффективной проницаемости, что при расчете дало более достоверные значения дебитов.

Рекомендации по разработке Южно-Орловского месторождения

В результате построения геологической модели трещиноватости было рекомендовано изменить сетку добывающих и нагнетательных скважин с целью исключения прорыва воды: планируемые нагнетательные и добывающие скважины ранее располагались на одной линии по направлению системы трещин. Кроме того, был выполнен анализ рисков и неопределенностей путем многовариантного стохастического моделирования. Это позволило переместить пять скважин 2013-2014 гг. в зону наименьших геологических рисков.

В числе рекомендаций, позволивших повысить начальный дебит скважин, можно выделить перфорацию всего интервала объединенного объекта разработки. Вследствие этого фактический дебит скважин превысил плановый на 207 т/сут, а успешность бурения в среднем увеличилась на 13 %.

Изменение системы разработки месторождения, а также бурение разведочной скважины, которая требуется для доизучения западного продолжения структуры, обеспечит прирост дебитов нефти 838 т/сут (см. таблицу).

Номер скважины	Дебит жидкости, м ³ /сут		Дебит нефти, т/сут	
	проектный	прогнозный	проектный	прогнозный
133 (н)	166,9	373,2	118	298,6
138	228,4	325	193,5	317,5
140 (н)	113,2	248,8	70	174,2
137	198,7	355,5	140,5	284,4
139	90,4	319,9	55,9	255,9
150 (р)		106,6		85,3



Рис. 4. Упрощенная схема алгоритма комплексирования данных для создания постоянно действующей геолого-технологической модели

Алгоритм комплексирования данных при моделировании

Помимо создания геолого-гидродинамической модели, корректировки сетки скважин Южно-Орловского месторождения, разработан алгоритм комплексирования данных для создания постоянно действующей геолого-технологической модели (рис. 4). В ОАО «Самаранефтегаз» создана рабочая группа по поиску залежей в фаменных отложениях. В результате работ, выполненных этой группой, открыта нефтеносность пласта D₃fm на Утевском месторождении. Рассматриваемый алгоритм был успешно применен на новой залежи, которая в настоящее время планируется к разбуриванию.

Выводы

1. На месторождениях сложного типа с трещиноватым коллектором для оценки неопределенностей и рисков, а также для корректировки положения новых скважин рекомендуется использовать гидродинамический расчет на модели двойной пористости и проницаемости.
2. Создан алгоритм комплексирования данных при моделировании, использованный на пласте-аналоге Утевского месторождения и рекомендованный к использованию на сходных по строению объектах региона.
3. Алгоритм рекомендуется усовершенствовать при помощи:
 - обработки данных 3D СРР с выделением зон повышенной когерентности;
 - геомеханического моделирования месторождения;
 - исследования полноразмерного керна с выделением участков повышенной трещиноватости;

– использования высококачественных длительных методов ГДИС для оценки проницаемости и наличия непроницаемых границ в пласте.

Список литературы

1. Гритчина В.В. Об опoисковании рифогенных залежей на примере Южно-Орловского месторождения//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 3– С. 3-7.
2. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.
3. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том V. Куйбышевское Поволжье/С.Я. Вайнбаум и др. – М.: «Недра», 1979. – 286 с.
4. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь, 2003. – 258 с.

References

1. Gritchina V.V., *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik* OAO "NK "Rosneft", 2013, no. 3, pp. 3-7.
2. Dubrule O., *Geostatistic in Petroleum Geology*, AAPG Continuing Education Course Note Series #38, AAPG, Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 1998.
3. Vaynbaum S.Ya. et al., *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefi i gaza Volgo-Ural'skoy oblasti* (Laws of placing and the conditions of formation of oil and gas deposits of the Volga-Ural region), Part V. Kuybyshevskoe Povolzh'e (Volga region of Kuibyshev), Moscow: Nedra Publ., 1979, 286 p.
4. Petersil'e V.I., *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom* (Guidelines on the calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method), Moscow - Tver', 2003, 258 p.

Комплексирование данных 3D сейсморазведки и седиментологического анализа керна при изучении нефтеносных речных дельт верхнего девона на юге Оренбургской области

Ю.И. Никитин, к.г.-м.н., А.П. Вилесов, к.г.-м.н.,
О.В. Рихтер, Р.Х. Махмудова (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: данные 3D сейсморазведки, седиментологический анализ керна, колганская толща, фации речной дельты, нефтеносные объекты.

Key words: 3D seismic data, core sedimentological analysis, the Kolganian formation, river delta facies, oil-bearing objectives.

Адрес для связи: YINikitin@rosneft.ru

Введение

Современный методический уровень 3D сейсморазведки обеспечивает высокую эффективность решения многих геологических задач:

- структурное картирование геологических границ раздела – отражающих горизонтов;
- выделение и прослеживание дизъюнктивных нарушений;
- сейсмостратиграфическое расчленение осадочного чехла – выделение и пространственная локализация его структурно-формационных неоднородностей;
- прогноз литологии структурно-формационных неоднородностей на основе атрибутного анализа сейсмической записи, включая сейсмическую интерпретацию.

Вместе с тем, по ряду причин сохраняются ограничения использования данных сейсморазведки в процессе палеогеографических реконструкций при определении природы структурно-формационных неоднородностей, а также при детализации их внутреннего строения – прогнозировании резервуаров и экранов, количественной оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов. Одним из путей повышения достоверности сейсмифациального анализа является разработка интерпретационных моделей, базирующихся на совместном анализе сейсмического поля и результатов седиментологического изучения керна.

Комплексные исследования ОАО «Оренбургнефть»

На территории деятельности ОАО «Оренбургнефть» в 2009-2013 гг. завершены шесть проектов по интерпретации данных 3D сейсморазведки с использованием результатов седиментологического анализа керна (см. таблицу). В 2014 г. комплексные исследования продолжены в пределах Алисовской, Бузулукской (1700 км²) и Радовско-Южно-Сыртовской (1270 км²) площадей. На Алисовской площади готовится обоснование бурения поисковой скважины в пределах предполагаемой нижнефаменской речной дельты. В пределах Бузулукской площади объектом изучения является аллювиально-дельто-

Площадь	Объем сейсморазведочных работ, км ²	Основной объект исследований
Родниковская	331	Ардатовские дельты
Пешковская	190	Верхнефранские одиночные рифы
Грачевско-Гаршинская	370	Эйфельская карбонатная платформа, живецкие дельты
Конновско-Давыдовская	353	Эйфельская карбонатная платформа, живецкие дельты
Волостновская	705	Верхнефранские одиночные рифы
Алисовская	1300	Пашийская, евлановско-ливенская дельты; кыновские, воронежские карбонатные платформы и одиночные рифы; эйфельская карбонатная платформа

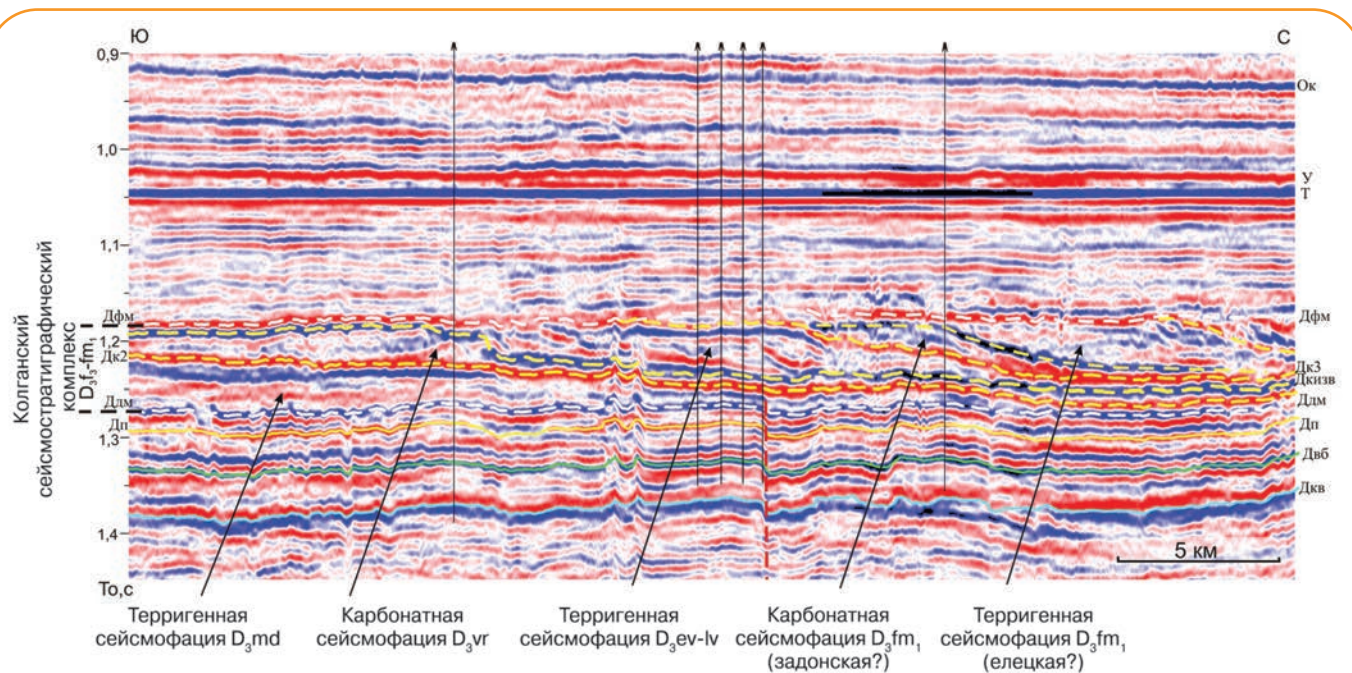


Рис. 1 Палеоразрез сейсмического временного куба Алисовской площади:

отраженные волны: Ок – от кровли окского надгоризонта (C_1v_3); У – от кровли бобриковского горизонта (C_1v_1); Т – от кровли турнейского яруса (C_1t); Дфм – от горизонта в фаменском ярусе (D_3fm_1); Дкз – от кровли евлановского-ливенского горизонта (D_3f_3); Дкзв – от кровли воронежского горизонта (D_3f_3); Дк2 – от кровли мендымского горизонта (D_3f_3); Ддм – от кровли семилукского горизонта (D_3f_2); Дп – от кровли пашийского горизонта (D_3f_1); Двб – от кровли карбонатной пачки воробьевского горизонта (D_2zv); Дкв – от кровли койвенского горизонта (D_1e)

вая система ранневизейского возраста, на Радовско-Южно-Сыртовской – верхнефранско-нижефаменская колганская толща, доманиково-мендымские рифы, эйфельская карбонатная платформа.

Речные дельты колганской толщи

Колганская толща является одним из основных объектов геолого-разведочных работ (ГРП) на нефть на юге Оренбургской области. В отличие от преимущественно карбонатного типа разреза верхнефранских и нижефаменских отложений на большей части территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, здесь разрез колганской толщи сложен чередованием карбонатных и заметных по толщине терригенных пачек пород. Последние представляют собой переотложенные продукты размыва девонских и додевонских отложений в пределах палеосуши, существовавшей в позднем девоне в районе современных Оренбургского вала, Предуральского краевого прогиба и передовых складок Урала [1].

По результатам 3D сейсморазведки на Алисовской площади установлено клиноформное строение колганской толщи [2]. В сейсмическом волновом поле толща отображается в виде типичного сеймостратиграфического комплекса, ограниченного сверху и снизу поверхностями углового несогласия (рис. 1). Нижняя поверхность несогласия совпадает с кров-

лей семилукского горизонта среднефранского подъяруса, верхняя – располагается в нижефаменском подъярусе. Внутри колганского сеймостратиграфического комплекса наблюдаются наклонные сильные отражения, которые граничат с волнами, отраженными от семилукской и нижефаменской поверхностей углового несогласия по типам подошвенного прилегания и кажущегося кровельного прилегания соответственно. Подобные волновые картины характеризуют проградацию шельфовых краев бассейна в направлении его глубоководной части [3]. Наклонные отражающие горизонты связаны с бассейновыми склонами шельфовых краев.

Проградация клиноформ колганской толщи происходит с юга на север, от палеосуши Оренбургского вала внутрь глубоководного бассейна. Анализ куба сейсмического импеданса совместно с волновыми картинками и данными бурения указывает на различный литологический состав клиноформ (см. рис. 1, 2). В латеральном направлении преимущественно карбонатные (высокий акустический импеданс) толщи чередуются с преимущественно терригенными (низкие значения). Различающиеся по своему литологическому составу геологические тела совместно с их сейсмическим выражением можно рассматривать в качестве сейсмofаций. В пределах Алисовской площади выделено пять ос-

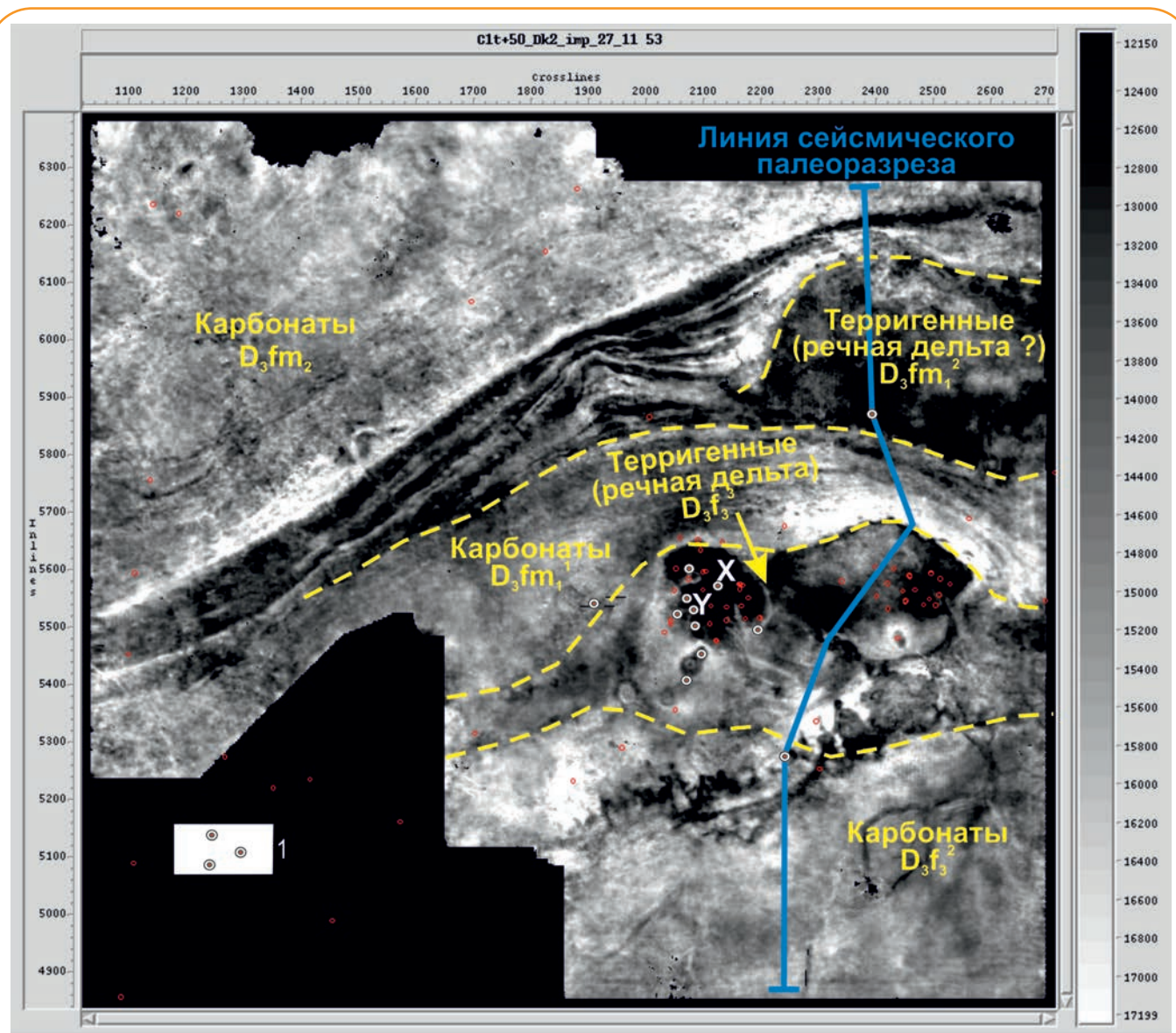


Рис. 2. Пропорциональный слайс Алисовского куба акустического импеданса на уровне регистрации отражений от горизонтов в верхней части разреза колганской толщи:

1 – скважины, в которых отобран керн из колганской толщи для седиментологического анализа

новых сейсмофаций: позднефранского (мендымская терригенная, воронежская карбонатная, евлановско-ливенская терригенная) и раннефаменского (задонская (?) карбонатная и елецкая (?) терригенная) возраста (см. рис. 1). Возраст первых трех сейсмофаций подтверждается результатами биостратиграфического анализа керна скважин.

С евлановско-ливенской терригенной клиноформой связана основная нефтяная залежь Вахитовского месторождения, обеспечивающего около 8 % годового объема добычи нефти ОАО «Оренбургнефть». Сложенная песчаниками, алевролитами и аргиллитами мощная (140-150 м) евлановско-ливенская толща прислонена с севера к бассейновому склону воронежского карбонатного палеошельфа

[2], в северном направлении замещается маломощной пачкой (10-30 м) бассейновых аргиллитов (см. рис. 1). Южнее, на предшествующем воронежском карбонатном палеошельфе, евлановско-ливенские отложения практически отсутствуют.

В разрезе евлановско-ливенской клиноформы по результатам исследования керна, отобранного в 12 скважинах Вахитовского месторождения (см. рис. 2), установлена фациальная дифференциация отложений, типичная для дельтового комплекса речной системы. Выделены фации дельтовых проток, устьевых баров, верхней и нижней частей склона фронта дельты, субаквальных распределительных каналов склона фронта дельты, приливно-отливной равнины (рис. 3, 4).



Рис. 3. Концептуальная модель формирования евлановско-ливенской дельты в пределах Алисовской площади

Фация дельтовых протоков представлена кварцевыми, хорошо отсортированными, пористыми, среднезернистыми, в меньшей степени гравистыми и гравийными, часто косослоистыми песчаниками. Кварцевые зерна хорошо окатаны, в косых сериях толщиной 10-40 см иногда наблюдается распределение зерен различного размера по ритмично повторяющимся слоям. В седиментационных последовательностях гранулометрический состав уменьшается от подошвы к кровле циклитов (см. рис. 4). Гравийный материал (до 2,5 мм) представлен как зернами кварца, так и обломками микрокварцитов. В песчаниках отсутствуют следы жизнедеятельности бентосных организмов. Встречается детрит наземных растений, представленный углефицированными фрагментами их стволов, а также мелкими фрагментами стеблей и листьев.

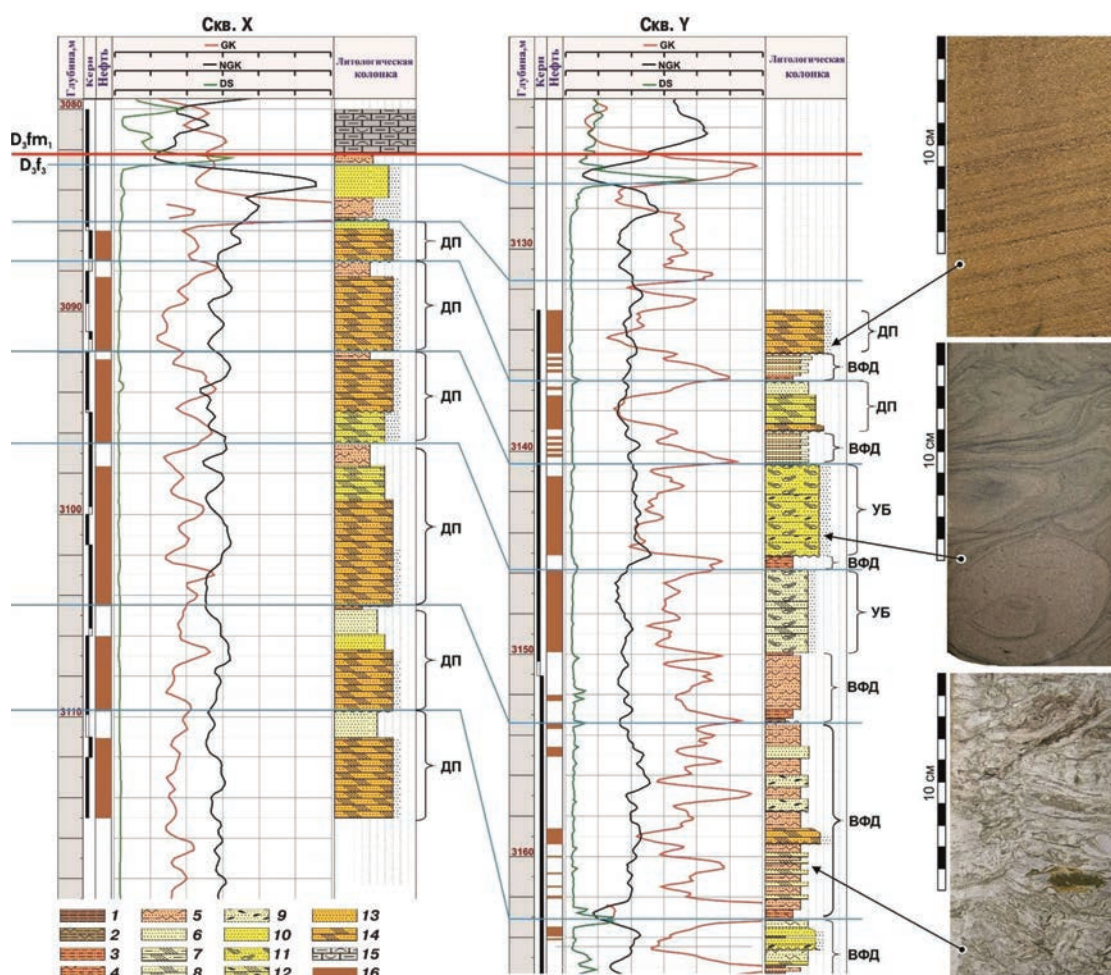


Рис. 4. Сопоставление разнофациальных разрезов евлановско-ливенской дельты в пределах Алисовской площади (положение скважин см. на рис. 2):

фации: ВФД – верхней части склона фронта дельты, УБ – устьевых баров, ДП – дельтовых протоков; 1 – аргиллиты микрослоистые; 2 – аргиллиты биотурбированные, алевритистые; 3 – алевриты глинистые; 4 – алевриты биотурбированные, песчаные, глинистые; 5 – песчаники мелкозернистые биотурбированные, глинистые, алевритистые; 6 – песчаники мелкозернистые; 7 – песчаники мелкозернистые, косослоистые, глинистые; 8 – песчаники мелкозернистые, косослоистые; 9 – песчаники мелкозернистые с глинистыми интракластами; 10 – песчаники среднезернистые; 11 – песчаники среднезернистые, с текстурами оползания; 12 – песчаники среднезернистые, косослоистые с глинистыми интракластами; 13 – песчаники крупнозернистые; 14 – песчаники крупнозернистые, косослоистые; 15 – известняки биокластово-пелоидные (вакстоуны), глинистые; 16 – нефтенасыщение по керну

Условия седиментации в дельтовых протоках характеризовались высокой динамической активностью и однонаправленностью флювиальных течений. Среди песчаников прослоями встречаются глинистые и глинисто-алевритовые интракласты – продукты разрушения течениями стенок протоков. Характерно наличие эрозионных поверхностей.

Фация устьевых баров представлена песчаниками мелко и среднезернистыми, пористыми, с нечеткой первичной косо́й слоистостью, с включениями мелкого растительного детрита. В мелкозернистых песчаниках присутствует алевритовый и глинистый материал. Характерны наличие текстуры гравитационных оползаний (см. рис. 4) и отсутствие явлений биотурбации. Отложения устьевых баров формировались в результате разгрузки песчаного материала на дистальных лопастях протоков, в субаквальной части дельты (см. рис. 3). Среднезернистые песчаники содержат крупнозернистые песчаные и мелкогравийные зерна, встречаются глинистые интракласты. Вверх по разрезу отложения устьевых баров сменяются косослоистыми песчаниками дельтовых протоков с эрозионным врезанием на контакте между фациями.

Фация верхней части склона фронта дельты представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками, которые формируют циклы с укрупнением гранулометрического состава вверх по разрезу. Слои темно-серых микрослоистых аргиллитов небольшой толщины с растительными остатками хорошей сохранности образуют базальную часть циклитов, без резких переходов сменяются темно-серыми глинистыми, микрослоистыми, слабо биотурбированными плотными алевролитами. Вверх по разрезу степень биотурбации усиливается, алевролиты сменяются интенсивно биотурбированными глинистыми и алевритистыми плотными песчаниками. Обилие неравномерно распределенных по разрезу биотурбационных текстур – характерный признак описываемой фациальной зоны (см. рис. 4). Среди ихнофос依лий определены *Planoilites*, *Teichichnus*, *Thalassinoides*, *Chondrites*, проблематичные – *Asterosoma*. Биотурбаторы перерабатывали присутствующий в осадках разнообразный углефицированный растительный детрит до мелкого шлама.

В верхней части циклитов плотные песчаники становятся средне- мелкозернистыми, алевритистыми, неяснослоистыми. Наличие текстур биотурбации резко снижается, они представлены, главным образом, ходами бегства. Стандартный циклит завершается песчаниками мелко- и среднезернистыми, сор-

тированными, с косо́й слоистостью, пористыми. Они формируют слои толщиной до 40–50 см, которые с эрозией налегают на песчаники-биотурбиты.

Седиментация в пределах верхней части склона фронта дельты (см. рис. 3) происходила в результате привноса терригенного материала дельтовыми протоками в условиях изменчивости динамической обстановки и неравномерного опреснения вод принимающего морского бассейна. В пределах каждого отдельного циклита снизу вверх наблюдаются признаки нарастания интенсивности поступления терригенного материала, а также усиления опреснения вод. Это выражается в последовательном увеличении по мере формирования циклита гранулометрического состава терригенных пород, а также в зарождении, расцвете и затем подавлении развития бентоса.

Фация нижней части склона фронта дельты, так же как и в верхней части склона, представлена ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с укрупнением в каждом циклите гранулометрического состава снизу-вверх по разрезу. Контакты между циклитами – резкие и неровные. Осадки, серые и темно-серые (аргиллиты – до зеленовато-темно-серых), содержат углефицированный растительный детрит и шлам наземных растений, подвержены биотурбации. Аргиллиты микрослоистые, с зеркалами скольжения, неравномерно алевритистые и известковистые, с листоватой отдельностью. Алевролиты разномзернистые, глинистые и неравномерно песчаные, с нарушенной процессами биотурбации тонкой линзовидной и волнистой слоистостью, с карбонатным поровым цементом. Песчаники мелкозернистые, алевритистые, с крупно- и среднезернистой примесью, тонко-линзовидно-слоистые, с неравномерным карбонатно-глинистым поровым цементом.

В породах неравномерно развиты текстуры конседиментационных деформаций, обусловленных гравитационными смещениями отложений на склоне дельты. В отличие от верхней части склона в осадках его нижней части выделен более разнообразный комплекс органических остатков, который включает как эвригалинные формы (ракоскорпионы, гастроподы, панцирные рыбы), так и нормально морские (детрит иглокожих и брахиопод, раковины головоногих моллюсков).

Фация субаквальных распределительных каналов склона дельты представлена кварцевыми песчаниками, средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми с примесью крупнозернистого и алевритового материала, с неравномерным карбонатным поровым це-

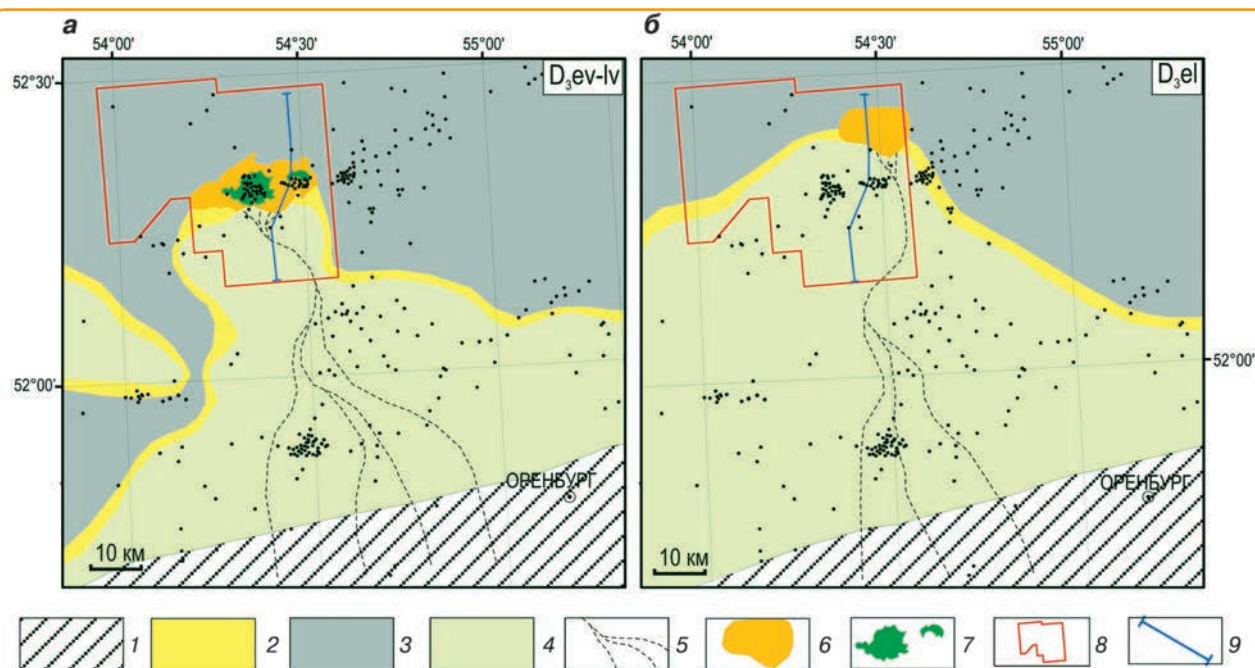


Рис. 5. Палеогеографические карты объектов в евлановско-ливенское (а) и елецкое (б) время:

1 – устойчиво размываемая суша; 2 – приливно-отливная равнина; 3 – глубоководный бассейн с терригенной седиментацией; 4 – обнаженная поверхность предшествующего карбонатного шельфа; 5 – речная дренажная система; 6 – речная дельта; 7 – нефтяные залежи; 8 – контур площади 3D сейсмической съемки; 9 – линия сейсмического палеоразреза

ментом. Песчаники характеризуются крупной косою слоистостью, осложненной текстурами оползания. В отложениях присутствуют стилолитизированные глинисто-алевритовые прослойки, углефицированный растительный шлам, мелкие глинистые интракласты. Установленное по ориентированному керну направление падения слойков согласуется с наклоном склона фронта дельты – с юга на север (см. рис. 1). Песчаники субаквальных распределительных каналов с эрозией залегают на аргиллитах и алевролитах склона фронта дельты. В подошвенной части песчаных пачек иногда встречается детрит криноидей и брахиопод.

Фация приливно-отливной равнины завершает разрез евлановско-ливенского дельтового комплекса. Отложения фации имеют небольшую толщину (первые десятки сантиметров) и представлены песчаниками средне-крупнозернистыми и разномасштабными, волнисто-тонко-слоистыми, неравномерно-глинистыми и известковистыми, плотными. В песчаниках содержатся многочисленные онколиты и хорошо окатанные карбонатные гальки (до 15 мм). В кровле приливно-отливных отложений наблюдаются признаки субаэральной экспозиции – мелкие литифицированные корневища высших растений, элювиальная щебенчатость.

Формирование евлановско-ливенского дельтового комплекса происходило вдоль береговой линии, ко-

торая в этот геологический период в результате глобального снижения относительного уровня и регрессии моря [4] отступила до края предшествовавшего воронежского карбонатного палеошельфа [2]. На обнаженной поверхности последнего получила развитие речная дренажная система, завершавшаяся в прибрежной зоне морского бассейна образованием дельты (рис. 5).

По данным 3D сейсморазведки евлановско-ливенская терригенная сейсмофация последовательно сменяется в сторону глубоководного палеобассейна нижнефаменскими карбонатной (задонской?) и терригенной (елецкой?) сейсмофациями (см. рис. 1, 2). Отмечается значительное сходство геолого-сейсмических характеристик евлановско-ливенского дельтового комплекса и предположительно елецкой терригенной клиноформы:

- минимальный акустический импеданс;
- идентичная сейсмофациальная характеристика, полученная по результатам интерпретационной обработки сейсмических материалов в программе Stratimagic;
- снижение энергии сейсмической записи внутри евлановско-ливенской и елецкой (?) сейсмофаций;
- выступающая в сторону палеобассейна форма геологических тел в плане;

Вблизи бассейнового края задонской (?) карбонатного палеошельфа (см. рис. 1) из его кровли в

одной из скважин Алисовской площади (интервал 3124,5–3125,05 м) подняты кавернозные доломиты с примесью хорошо окатанных частиц кварца гравийной и песчаной размерности. На доломитах с резким эрозионным контактом залегают хорошо отсортированные кварцевые песчаники, прослоями с однонаправленной и разнонаправленной кривой слоистостью, с доломитовым цементом, по наслоению с прожилками (часто парными) глинистого материала. На поверхностях наслоения отмечаются текстуры течения. В нижней части песчаного пласта слоистость мелкая, мультислойная, в подошве отмечаются глубокие желобки врезания. Хорошие сортировка и окатанность кварцевого песчано-гравийного материала свидетельствуют о его дальнем переносе, текстурные особенности – о продолжении его переработки в условиях приливно-отливного мелководья, не далеко от береговой линии моря.

Таким образом, в раннем фане, на рубеже задонского (?) и елецкого (?) времени, в результате очередной регрессии моря береговая линия, очевидно, вновь отступила практически до края задонского карбонатного палеошельфа (см. рис. 1, 5). На его обнаженной поверхности в субаэральных условиях в елецкое время должны были существовать речные системы, разносившие терригенный материал от размывавшейся палеовозвышенности Оренбургского вала. Вдоль края предшествующего задонского карбонатного палеошельфа, куда отступила береговая линия моря, могли формироваться новые дельтовые комплексы. Обнаруженная по данным 3D сейсморазведки прислоненная к краю задонского (?) карбонатного палеошельфа елецкая (?) клиноформа (см. рис. 1) по результатам сейсмической инверсии предположительно сложена терригенными осадками (см. рис. 2) и, очевидно, так же как и евлановско-ливенская клиноформа, имеет дельтовый генезис.

Евлановско-ливенская дельта контролирует структурно-литологическую и литологическую залежи (см. рис. 5), с которыми связаны 70 % начальных извлекаемых запасов и 60 % текущей добычи нефти Вахитовского месторождения. Основной объем запасов сосредоточен в высококачественных песчаных коллекторах дельтовых протоков и устьевых баров (см. рис. 4), дебиты нефти из которых достигали 500–600 т/сут. Аналогичная залежь нефти может содержаться в предполагаемом нижефаменском дельтовом комплексе осадков. Это дает основания рассматривать последний в качестве первоочередного объекта ГРП на юге Оренбургской области.

Заключение

На территории деятельности ОАО «Оренбург-нефть» высокая геологическая эффективность 3D сейсморазведки достигнута за счет комплексирования результатов интерпретации сейсмических материалов и седиментологического анализа керн. На этой основе в пределах Алисовской площади получены новые данные о строении верхнефранконско-нижефаменской колганской толщи, одного из основных нефтеносных объектов на юге Оренбургской области:

- обеспечена геологическая основа для выполнения целенаправленного сейсмифациального анализа;
- впервые выделен и геометризован евлановско-ливенский дельтовый комплекс осадков, контролирующей основной объем разведанных запасов нефти Вахитовского месторождения;
- выявлен предполагаемый нижефаменский дельтовый комплекс осадков, который является высокоперспективным объектом для разведки и вовлечения в добычу новых запасов нефти.

Список литературы

1. Никитин Ю.И., Остапенко С.В. Связь нефтеносности Волго-Уральской провинции с плитной тектоникой Урала//Нефтяное хозяйство. – 2008 г. – №12. – С.14-17.
2. Late Devonian Geodynamic and Paleogeographic Conditions for Oil Traps Formation in the Volga-Ural Province, Russia/Y.I. Nikitin, O.V. Rikhter, R.K. Makhmudova, A.P. Vilesov//75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013. – London, UK, 10-13 June 2013. –<http://www.earthdoc.org/>.
3. Sequence Stratigraphy/ edited by D. Emery and K. Myers. – Blackwell Publishing, 2004. – 297 p.
4. Alekseev A.S., Kononova L.I., Nikishin A.M. The Devonian and Carboniferous of the Moscow Syncline (Russian Platform): stratigraphy and sea-level changes//Tectonophysics. – 1996. – Vol. 268. – Issues 1-4. – P. 149-168.

References

1. Nikitin Yu.I., Ostapenko S.V., *Neftyanoe khozyaystvo* = Oil Industry, 2008, no 12, pp. 14-17.
2. Nikitin Y.I., Rikhter O.V., Makhmudova R.K., Vilesov A.P., *Late Devonian geodynamic and paleogeographic conditions for oil traps formation in the Volga-Ural province, Russia*, 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013, London, UK, 10-13 June 2013, URL: <http://www.earthdoc.org/>.
3. *Sequence stratigraphy*: edited by Emery D., Myers K., Blackwell Publishing, 2004, 297 p.
4. Alekseev A.S., Kononova L.I., Nikishin A.M., *The Devonian and Carboniferous of the Moscow Syncline* (Russian Platform): stratigraphy and sea-level changes, Tectonophysics, 1996, V. 268, no. 1-4, pp. 149-168.

О повышении надежности конструкции скважин в осложненных условиях разработки нефтяных оторочек

Б.А. Ерка, к.т.н., А.В. Хабаров,
Н.А. Герасименко (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: заколонные перетоки, конструкция скважины, нефтяные оторочки.
Key words: casing flow, well design, oil rims.

Адрес для связи: avkhabarov3@rosneft.ru

Введение

В связи с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов в портфелях активов нефтяных компаний и бурением глубоких скважин в сложных гидрогеологических условиях (разработка нефтяных оторочек) возрастает актуальность проблемы повышения надежности конструкции скважины. Заколонные перетоки флюида за хвостовиком могут негативно влиять на процесс добычи нефти из-за значительного повышения газового фактора или обводненности добываемой продукции. Образующиеся каналы в цементном камне способствуют фильтрации флюидов по заколонному пространству из газовой шапки в ствол скважины, что приводит к снижению дебитов нефти. Сложность обнаружения перетоков заключается в том, что часть из них имеет скрытый характер, а повышенный газовый фактор при добыче нефти может возникать и по другим причинам. Зачастую низкое качество крепления хвостовиков обусловлено малым кольцевым зазором между обсадной колонной-хвостовиком и стенкой скважины, невозможностью получить однородное цементное кольцо за хвостовиком, что приводит к снижению удерживающей способности цементного камня.

Производственный опыт показывает, что при сроке службы скважин $T_{\text{скв}} = 10$ лет теряется до 75 % доступных к извлечению запасов, от 10 до 20 лет – 25-50 %, 30 лет – всего лишь 10-15 %. В связи с этим надежная изоляция заколонного пространства скважин и увеличение ее долговечности актуальны [1].

Основные факторы, влияющие на процесс крепления обсадной колонны

Существует большое число факторов, влияющих на процесс цементирования скважин: природные (термобарические условия, тектонические нарушения, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора и др.), технико-технологические (состояние ствола скважины и ее конструкция, тампонажные материалы, технологические параметры); организационные (уровень квалификации персонала и др.).

Основными сложностями при креплении скважин являются следующие:

- недоподъем тампонажного раствора;
- межпластовые перетоки;
- флюидопроявления;
- необходимость очистки ствола скважины от фильтрационной корки;
- недопуск колонн.

Если недоподъем раствора или недопуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки, флюидопроявления и низкое качество очистки ствола скважины требуют изменения технологии крепления и применения других тампонажных материалов, а также повышения качества геофизических исследований скважин.

Разработано достаточно много методов, технологических мероприятий и технических устройств, комплексное применение которых позволяет устранить межколонные газопроявления в скважинах и восста-

новить герметичность межколонного пространства. В отечественной и зарубежной практике накоплен большой опыт по предупреждению миграции газа [2]. Мероприятия по предупреждению и ликвидации перетоков включают как совершенствование технологии строительства и эксплуатации скважин, так и разработку новых технических средств и приемов ликвидации заколонных газоперетоков.

Существующие технологии предупреждения заколонных газоперетоков в основном направлены на повышение качества цементирования, обеспечение более полного и равномерного вытеснения бурового раствора, удаление глинистой корки со стенки скважины, разработку новых тампонажных составов, применение заколонных пакеров. Для ликвидации уже образовавшихся путей движения газа применяются исправительное цементирование под давлением, закачка различных герметизирующих составов, перевод скважины на пакерную схему эксплуатации, металлические продольно-гофрированные трубы, пластыри и др.

Основные методы ликвидации прорывов газа из заколонного пространства

Актуальна проблема изоляции прорыва газа в нефтяных скважинах. Эксплуатация скважин с большим содержанием свободного газа значительно снижает выработку запасов нефти и эффективность работы насосного оборудования.

Отечественный опыт показывает, что высокий газовый фактор появляется вследствие [1]:

- неправильного определения газонефтяного (ГНК) либо водонефтяного (ВНК) контакта в примерно 38 % скважин;
- поглощения тампонажного раствора и, как следствие, недоподъема цементного раствора – 29 %;
- межпластовых перетоков – около 15–25 %;
- флюидопроявления – 5 %;
- недопуска колонн – 5–13 %.

В настоящее время решение проблемы прорыва газа ведется в нескольких основных направлениях.

Метод изоляции механическим способом, внедрением пакерного оборудования характеризуется достаточно высокой надежностью, простотой и сравнительно невысокой стоимостью. Средняя успешность работ по изоляции прорыва газа механическим способом превышает 90 %. Однако наряду с преимуществами этот метод имеет такие недостатки, как:

- отсутствие методов определения герметичности посадки пакера;
- высокий риск невозможности извлечения пакера в случае падения элементов глубиннонасосного оборудования;

- увеличение стоимости последующих ремонтов скважин;

- сильный коррозионный износ внутренней поверхности колонны.

Традиционные методы ремонтно-изоляционных работ (РИР) [2], например, закачка различных составов, показали низкую успешность при значительно более высоких затратах по сравнению с применением пакерного оборудования. Эффективность таких РИР во многом зависит от информации о причине и местоположении источника перетока, а технологические схемы и приемы при цементировании под давлением во всех случаях практически одинаковы и различаются по выбору зоны ввода тампонажного состава в заколонное пространство. Основные недостатки традиционных РИР:

- высокая стоимость;
- необходимость глушения скважины, как следствие, снижение проницаемости призабойной зоны пласта;
- сложность.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат – около 15–20 % стоимости скважины.

При разработке нефтяных оторочек наиболее равномерную выработку запасов нефти можно обеспечить при вскрытии горизонтальными скважинами продуктивных прослоев на расчетных расстояниях до ВНК и ГНК. При этом часто происходят заколонные прорывы газа, следствием является высокий газовый фактор при добыче.

При разработке нефтяной оторочки обычно применяется следующая конструкция скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна диаметром 168 (178) мм, башмак, которой устанавливается на кровлю продуктивного пласта, фильтр-хвостовик диаметром 114 мм с глухими трубами в верхней части (спускается в продуктивный горизонт с последующим манжетным цементированием глухих труб) (рис. 1).

Основной проблемой при изоляции верхней части хвостовика является малый кольцевой зазор между обсадной колонной-хвостовиком и стенкой скважины. Наружный диаметр хвостовика по муфте составляет 127 мм, диаметр открытого ствола – 143 мм, зазор – 8 мм. Относительно небольшая толщина цементного кольца в газонасыщенном интервале позволяет предположить высокую вероятность заколонных перетоков. Данные акустического контроля цементирования (АКЦ) не дают однозначного ответа о качестве цементирования.

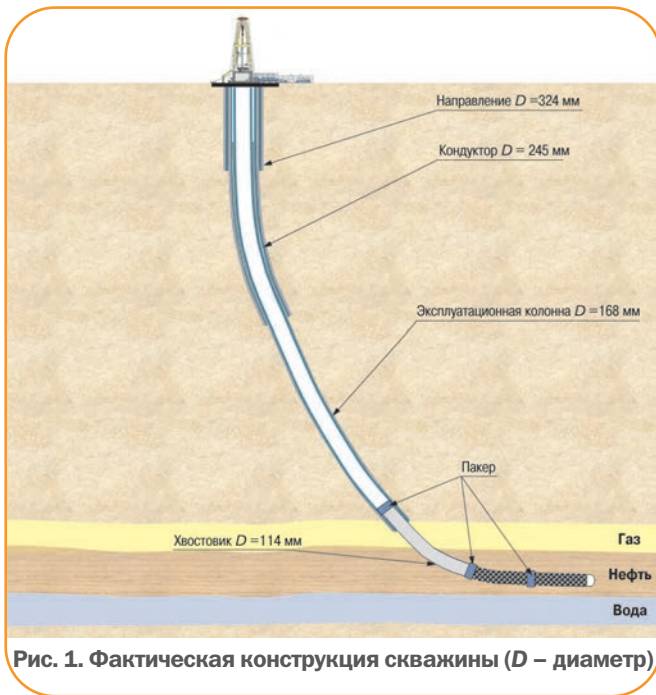


Рис. 1. Фактическая конструкция скважины (D – диаметр)

Рекомендации по минимизации заколонных перетоков

Минимизировать риски заколонных перетоков и повысить надежность конструкции скважины можно следующими методами.

1. Применение при бурении горизонтальных стволов расширяющих устройств. Диаметр ствола увеличивается от 143 до 156 мм при сохранении текущего диаметра хвостовика 114 мм. Применение расширяющих устройств позволяет повысить качество крепления обсадной колонны малого диаметра (хвостовика) за счет увеличения площади цементного кольца. Однако данная технология имеет существенные недостатки: прихват бурильного инструмента при расширении ствола скважины специальным оборудованием.

2. Использование расширяющихся цементных составов позволяет повысить сцепление цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины. Существенными недостатками применения таких составов являются их высокая стоимость и негарантированное сплошное цементное кольцо.

3. Применение пакерующих элементов существенно снижает риск появления заколонных перетоков. Основным недостатком пакерующих элементов является необходимость наличия непроницаемых плотных пород в месте установки, иначе циркуляция в заколонном пространстве будет происходить по породе за пакером.

Рассмотрение большого числа вариантов повышения надежности конструкции скважины позволяет рекомендовать опробовать комбинированный вариант для снижения рисков прорыва газа по заколонному пространству в ствол скважины. Этот вариант основан на следующих принципах.



Рис. 2. Рекомендуемая конструкция скважины

1. Корректировка профиля скважины с заходом хвостовика ниже ВНК, его последующим возвращением в нефтяную часть пласта и манжетным цементованием. Это позволит существенно снизить риски заколонного прорыва газа за счет «гидрозатвора» (рис. 2). Основной недостаток – повышенная сложность проводки ствола скважины (навигации).

2. Включение в компоновку фильтра-хвостовика разобщающего пакера с нефтенабухающим резиновым элементом. Это обеспечит отсечение части горизонтального участка с прорывами газа. При этом достаточно одного пакера, разобщающего горизонтальный участок на две части.

Выводы

1. Предложенная система заканчивания скважины позволит существенно снизить риски заколонного прорыва газа при эксплуатации скважин без существенного увеличения стоимости бурения.

2. Рациональный подход к выбору конструкции скважины и ее профилированию на этапе проектирования дает возможность избежать появления ранних перетоков пластового флюида из вышележащих горизонтов и исключить необходимость проведения дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ.

Список литературы

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М.: Недра, 1999. – С. 424.
2. Бэйли Б., Тайри Д., Элфик Д. Диагностика и ограничения водопритоков//Oilfield Review. – 2001. –N3. – С. 25-30.

References

1. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M., *Burovye promyvочные i tamponazhные растворы* (Drill mud and cement slurry), Moscow: Nedra Publ., 1999, 424 p.
2. Baily B, Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L., *Water control*, Oilfield Review, Spring 2000, Vol. 12, Issue 1, pp. 25-30.

Особенности разработки залежей нефти в отложениях нижнего триаса (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя

А.А. Папоротная, к.г.-м.н., М.В. Нелепов, к.г.-м.н.,
Д.В. Томашев, к.г.-м.н. (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»)

Ключевые слова: нефтекумская свита, карбонатные отложения, пачки, опробование, нефть, вода.
Key words: Neftekumsk set, carbonate deposits, unit, well testing, oil, water.

Адрес для связи: aapaporotnaya@rn-ntc.ru

Введение

На территории Восточного Ставрополя традиционные нефтегазоносные комплексы в значительной мере опойскаваны, разведаны и находятся на завершающей стадии разработки. Одним из резервов наращивания минерально-сырьевой базы являются отложения нижнего триаса (нефтекумская свита). Однако в последнее время эффективность геолого-разведочных работ в этом направлении значительно снизилась.

За длительный период геологического изучения триасового комплекса получен большой объем разрозненной геолого-геофизической информации, которая многие годы не систематизировалась, а модели залежей нефти принимались в упрощенном классическом варианте. Это привело к необъективной оценке извлекаемых запасов нефти и усложнению процесса разработки залежей. В данной статье рассмотрено пространственное распределение пород-коллекторов в карбонатных отложениях нефтекумской свиты.

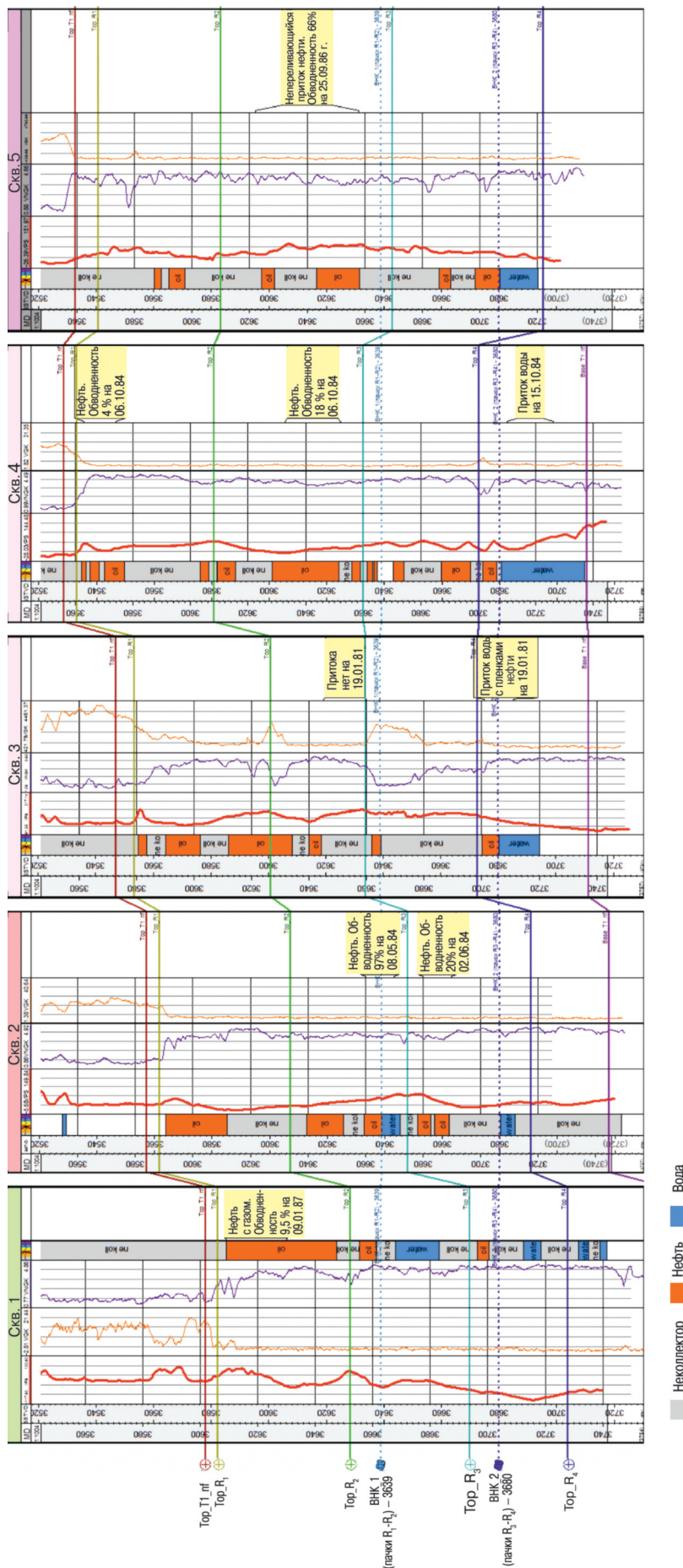
Особенности освоения ресурсов нефтекумской свиты

Территория исследования в региональном тектоническом плане охватывает часть Прикумской системы поднятий и часть зоны Манычских прогибов. В отношении нефтегазогеологического районирования изучаемая территория расположена в пределах Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области [1]. Литологически нефтекумская свита представлена тол-

щей карбонатных пород, залегающих с различной степенью стратиграфического несогласия на отложениях куманской свиты.

Разработка залежей нефти в отложениях нефтекумской свиты велась согласно сложившемуся представлению об однородном массивном строении рифа и равномерном распределении в его разрезе коллекторских свойств. В период интенсивного изучения нефтегазоносности нижнетриасовых отложений Восточного Ставрополя при выборе объектов испытания в основном руководствовались данными оперативной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС). Соответственно перфорацию эксплуатационной колонны в отложениях нефтекумской свиты проводили большими интервалами, что в настоящее время считается достаточно упрощенным решением при проектировании разработки рифовых комплексов, к которым относятся изучаемые карбонатные отложения.

Так, в одной из скважин месторождения, расположенного в Восточном Ставрополье, для опробования был выбран интервал 3517-3560 м. В процессе освоения объекта глинистый раствор замещался технической водой с последующим химическим воздействием на пласт. При промывках с забоя выходили продукты реакции, из трубного и затрубного пространства – нефть с газом. Ввиду отсутствия переливающего потока проведена повторная солянокислотная обработка (СКО). Освоение продолжено методом аэризации. В результате скважина начала слабо переливать неф-



Корреляция нефтекумских отложений нижнего триаса (пачки R_1 - R_4) по линии скважин одного из месторождений Восточного Ставрополя (номера скважин даны условно)

тью. С целью улучшения работы скважины проведена третья СКО.

Показатели эксплуатации скважины после воздействия на пласт свидетельствуют об ухудшенных фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) исследуемых пород. Переинтерпретация материалов ГИС подтвердила меньший объем коллекторов в изучаемом интервале разреза, чем при оперативной интерпретации [2].

Указанные осложнения при освоении скважин в интервале залегания нефтекумской свиты характерны и для других месторождений Восточного Ставрополя. В связи с этим была проведена переинтерпретация материалов ГИС по месторождениям, где выявлены залежи нефти в нефтекумской свите. Это позволило по-новому взглянуть на строение карбонатной толщи исследуемых отложений.

На основе проведенных работ на исследуемой территории были выделены четыре карбонатные пачки (R_1 - R_4), соответствующие циклам формирования рифов. Эти циклы хорошо прослеживаются на стандартном каротаже (см. рисунок).

Согласно многочисленным работам [3-5] фациальные условия образования карбонатных отложений, длительность и устойчивость прогибания бассейна, энергия среды осадконакопления проявляются в накоплении карбонатных пород, не однородных по составу, текстурно-структурным и генетическим особенностям, и оказывают решающее влияние на развитие коллекторов различных типов и классов.

Таким образом, объяснить неоднородность вертикального разреза карбонатных построек нефтекумской свиты можно влиянием двух основных групп факторов.

1. Специфические палеогеографические условия рифообра-

зования. На определенных этапах формирования это подводные, относительно глубоководные плато; крайне мелководные отмели; поднятые над уровнем моря острова, где происходили субаэральное выветривание, выщелачивание и карстование. Эти периоды имеют определенные ограничения по толщине, что приводит к пластовому, слоистому залеганию.

2. В периоды субаквального положения и роста рифов смена во времени популяций рифостроящих организмов, вертикальные изменения и смены фаций определяют перемежаемость биогермных образований с пачками детритовых и микрозернистых известняков, ведут к слоистому чередованию в разрезе пород с разной структурой пустотного пространства и различными коллекторскими свойствами. Вторичная перекристаллизация и наложенная доломитизация также влияют на распределение ФЕС.

В итоге в теле рифовых массивов формируется пластовое или чаще линзовидно-пластовое распространение зон с высокими коллекторскими свойствами, разделенных пачками с более низкими пористостью и проницаемостью или достаточно плотными породами. Подобное послойное распространение коллекторов установлено при бурении на рифах Тихого и Атлантического океанов, Предуралья, а также на территории северной окраины Донбасса и др. [6].

Предположение, что плотные фации, накопленные при смене циклов, изолируют выделенные пачки R_1-R_4 , подтверждается результатами опробования скважин (см. рисунок). В противном случае, трудно объяснить, почему в соседних скважинах, а иногда и в одной и той же скважине, при опробованиях вода получена выше, чем нефть.

Результаты интерпретации данных гидродинамических исследований, в частности, анализа изменения приведенных гидравлических напоров на одном из месторождений Восточного Ставрополя, противоречат закономерности изменения давления с глубиной. Это свидетельствует о наличии локальных гидродинамических систем, связь между которыми отсутствует или затруднена. Таким образом, залежи нефти, приуроченные к карбонатным отложениям нефтекумской свиты, не являются массивными в классическом понимании. На фоне общей массивности карбонатного тела спорадически выделяются фрагменты с разными ФЕС, гидродинамической связью, схожие с литологически ограниченными залежами в терригенных отложениях.

Выводы

1. При проектировании разработки залежей нефти в нефтекумских отложениях нижнего триаса Восточного Ставрополя нецелесообразно перфорировать эксплуатационную колонну в отложениях нефтекумской свиты большими интервалами в связи с продуктивностью отдельных карбонатных пачек, характеризующихся высокими ФЕС, а не всего тела рифа.

2. Выделенные карбонатные пачки (R_1-R_4) и приуроченные к ним залежи следует рассматривать как отдельные объекты разработки.

Список литературы

1. Геология и нефтегазоносность Предкавказья / В.Е. Орёл, Ю.В. Распопов, А. П. Скрипкин и др. – М.: ГЕОС, 2001. – 299 с.
2. Перспективы нефтегазоносности нижнетриасовых отложений (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя / Д. В. Томашев, А.А. Папоротная // Материалы XII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», 18-21 сентября 2012, Геленджик. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2012. – С. 63–64.
3. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 257 с.
4. Белозерова Г.Е. Методика оценки первичных условий осадконакопления и их значение для формирования коллекторов в карбонатных породах. В сб. Особенности строения и формирования сложных коллекторов. – М. ВНИГНИ, 1982. Вып. 239. – С. 22 - 37.
5. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1982. – 230 с.
6. Кузнецов В.Г. Строение природных резервуаров различных типов карбонатных формаций. В сб. Нефтегазоносность карбонатных формаций. – М.: ИГиРГИ, 1987. – С. 37–50.

References

1. Orel V.E., Raspopov Yu.V., Skripkin A.P. et al., *Geologiya i neftegazonosnost' Predkavkaz'ya* (Geology and oil and gas bearing of Ciscaucasia), Moscow: GEOS Publ., 2001, 299 p.
2. Tomashev D.V., Paporotnaya A.A., *Oil and gas potential of Lower Triassic sediments (Neftekumsk suite) of East Stavropol Territory* (In Russ.), Proceedings of XII Scientific and Practical Conference "Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi zapasami" (Geology and field development of hard to recover reserves), 18-21 September 2012, Gelendzhik, Moscow: Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2012, pp. 63–64.
3. Bagrintseva K.I., *Karbonatnye porody-kollektory nefti i gaza* (Oil and gas carbonate reservoir rocks), Moscow: Nedra Publ., 1977, 257 p.
4. Belozerova G.E., *Collected papers "Osobennosti stroeniya i formirovaniya slozhnykh kolektorov"* (Features of the structure and formation of complex reservoirs), Moscow: Publ. of VNIGNI, 1982, V. 239, pp. 22 - 37.
5. Dmitrievskiy A.N., *Sistemnyy litologo-geneticheskiy analiz neftegazonosnykh osadochnykh basseynov* (System lithological and genetic analysis of oil and gas sedimentary basins), Moscow: Nauka Publ., 1982, 230 p.
6. Kuznetsov V.G., *The structure of the natural reservoirs of different types of carbonate formations* (In Russ.), Collected papers "Neftegazonosnost' karbonatnykh formatsiy" (Oil and gas bearing of carbonate formations). Moscow: Publ. of IGIRGI, 1987, pp. 37–50.

Результаты применения противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT на нефтепроводах ОАО «Самаранефтегаз»

И.Н. Пупченко, В.И. Захаров, И.В. Романенко
(ОАО «Самаранефтегаз»)

Ключевые слова: опытно-промышленные испытания (ОПИ), реагент, противотурбулентная присадка, нефтепровод, транспортировка водонефтяной эмульсии.

Key words: pilot testing, reagent, anti-turbulent additive, pipeline transportation of oil-water emulsions.

Адрес для связи: ZaharovVI@samng.ru

Введение

Технология транспорта, применявшаяся в ОАО «Самаранефтегаз», не могла обеспечить перекачку всего объема добываемой нефтяной эмульсии. Для безаварийной работы межпромыслового нефтепровода требовалось, чтобы часть добывающих скважин простаивала. Целью опытно-промышленных испытаний (ОПИ) являлись обеспечение перекачки всего объема добываемой нефтяной эмульсии и исключение простоя добывающих скважин при сохранении существующей технологии транспорта с использованием противотурбулентной присадки (ПТП) M-FLOWTREAT марки С [1].

Исходные параметры для проведения ОПИ

Испытания присадки M-FLOWTREAT проводились на межпромысловом нефтепроводе ДНС «Южно-Орловская» – УПСВ «Екатериновская» ОАО «Самаранефтегаз» длиной 19,477 км. Этот трубопровод сооружен из труб внутренним диаметром $D_{вн1}=152$ мм; $D_{вн2}=146$ мм; $D_{вн3}=156$ мм. Разница геодезических отметок конца и начала трасы трубопровода $\Delta Z = 17,4$ м. Фактические рабочее давление в начале трубопровода – 4,1 МПа, в конце – 0,28 МПа при объемном расходе $Q = 71$ м³/ч (базовый режим).

Обводненность перекачиваемой водонефтяной эмульсии составляет 20 %.

При существующей организации технологической схемы перекачки по межпромысловому нефтепроводу ДНС «Южно-Орловская» – УПСВ «Екатериновская», нефтяная эмульсия из горизонтального отстойника после частичного отделения газа поступает на прием насосов внешней откачки ДНС «Южно-Орловская».

Проведение ОПИ и их результаты

Испытания проводились при постоянном расходе нефтяной эмульсии с ДНС «Южно-Орловская». ПТП в поток нефтяной эмульсии подавалась с помощью блока дозирования реагента после насосов внешней откачки ДНС «Южно-Орловская» в период с 16 ч 14.01.13 г. до 14 ч 21.01.13 г. Дозировка присадки M-FLOWTREAT при ОПИ составляла 75, 50, 60 и 55 г/т. Экспериментальные данные о режимах работы межпромыслового нефтепровода при транспорте водонефтяной эмульсии с ПТП представлены на рис. 1.

При стационарном режиме работы нефтепровода эффективность противотурбулентной присадки (относительное снижение гидравлического сопротивления) определялась по формуле [2]

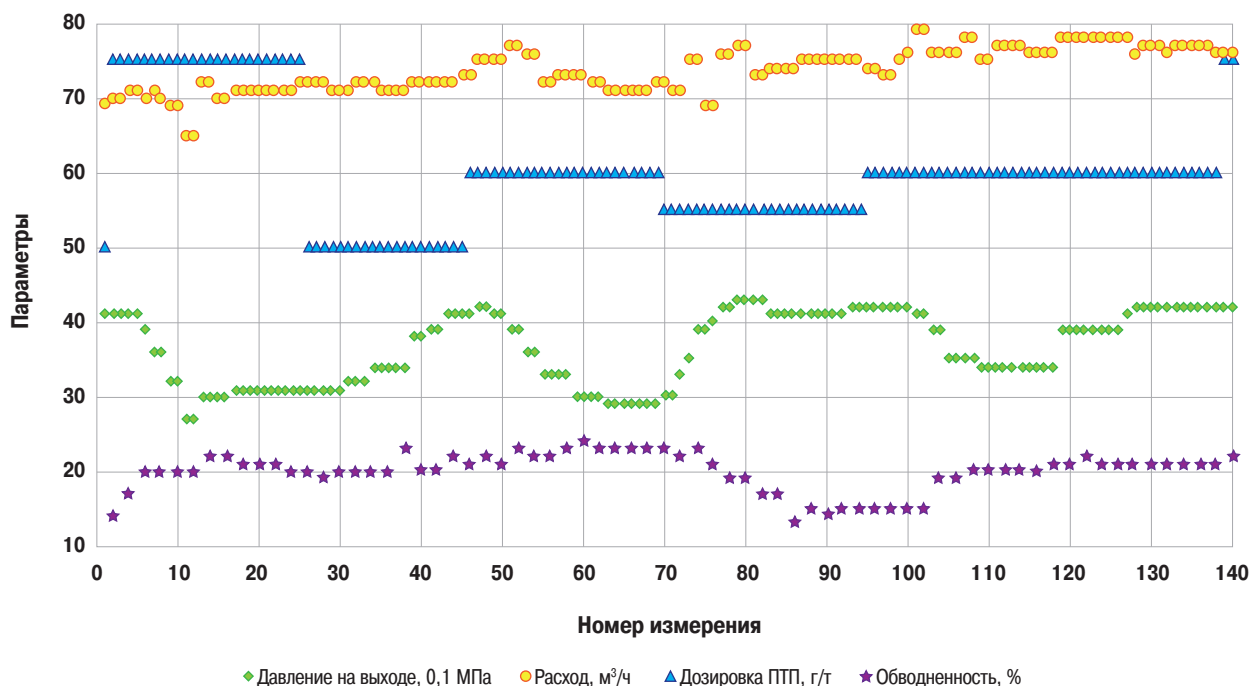


Рис. 1. Экспериментальные данные о режимах работы межпромыслового нефтепровода при транспорте водонефтяной эмульсии с присадкой M-FLOWREAT марки С

$$DR = \left[1 - \frac{h_f}{h_0} \cdot \left(\frac{Q_0}{Q_f} \right)^2 \right] \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где h – потери напора на трение, м; Q – объемный расход, м³/ч; f и 0 – индексы, которые соответствуют течению водонефтяной эмульсии с присадкой и без нее.

В формуле (1) потери напора на трение при течении водонефтяной эмульсии с присадкой и без нее находятся по формуле

$$h = \frac{p_1}{g\rho_1} - \frac{p_2}{g\rho_2} - \Delta Z, \quad (2)$$

где p_1, p_2 – давление на входе соответственно ДНС «Южно-Орловская» и УПСВ «Екатериновская», Па; ρ_1, ρ_2 – плотность эмульсии соответственно на входе и выходе трубопровода, кг/м³.

Плотность эмульсии

$$\rho_i = \rho_n(1 - \varphi) + \rho_b\varphi, \quad (3)$$

где $\rho_p, \rho_n; \rho_b$ – плотность соответственно эмульсии ($i = 1, 2$), внешней (нефть) и внутренней дисперсной

(пластовая вода) фазы, кг/м³; φ – содержание дисперсной фазы (воды) в единице объема эмульсии.

Плотность нефти на температуру потока пересчитывалась по формуле

$$\rho_{ni} = \rho_{20} - \xi(t_i - 20), \quad (4)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м³; $\xi = 1,825 - 0,001315 \rho_{20}$ – температурная поправка, кг/(м³·°С); t_i – температура потока эмульсии в трубопроводе ($i = 1, 2$), °С.

Результаты определения эффективности присадки M-FLOWREAT при транспорте водонефтяной эмульсии представлены в таблице.

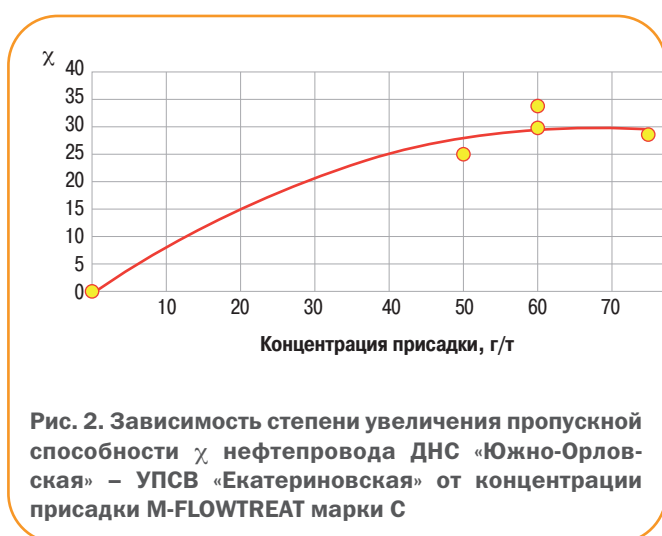
При расчетах по формулам (1)-(4) принималось: $\Delta Z = 17,4$ м; $\rho_{20} = 883,09$ кг/м³; $\rho_b = 1100$ кг/м³; $t_1 = 19,6$ °С – температура потока на выходе ДНС «Южно-Орловская»; $t_2 = 10,5$ °С – температура потока на входе УПСВ «Екатериновская».

Степень увеличения пропускной способности нефтепровода ДНС «Южно-Орловская» – УПСВ «Екатериновская» при $p_1 = 4,1$ МПа, $p_2 = 0,28$ МПа, $\varphi = 0,2$ можно рассчитать по формуле (рис. 2)

$$\chi = Q_f/Q_0 = (1-DR)^{-0,5}. \quad (5)$$

Концентрация, г/т	Период стационарного режима, ч-ч (дата)	Расход, м ³ /ч	Содержание воды	Плотность эмульсии, кг/м ³	Давление, МПа	Напор, м	Потери напора на трение, м	DR, %
0	-	71,00	0,203	927,2/932,0	4,0/0,275	442,5/395,0	30,1	0,00
50	21-24 (16.01.13 г.)	71,60	0,200	926,7/931,5	3,2/0,275	347,7/300,2	30,1	25,3
60*	01-11 (18.01.13 г.)	71,64	0,232	933,6/938,3	2,9/0,275	314,7/267,5	29,9	33,5
60	00-12 (20.01.13 г.)	76,46	0,200	926,7/931,5	3,4/0,275	369,6/322,2	30,1	29,7
75	03-14 (16.01.13 г.)	71,00	0,212	929,2/934,0	3,0/0,275	330,3/282,9	30,0	28,4

Примечания. 1. Приведены средние значения технологических параметров работы нефтепровода за время существования стационарного режима. 2. В числителе даны параметры на входе ДНС «Южно-Орловская», в знаменателе – на входе УПСВ «Екатериновская». 3. 60* – режим работы нефтепровода непосредственно после пропуска очистного устройства и ввода противотурбулентной присадки.



Выводы

1. Во время ОПИ обеспечена перекачка всего объема добываемой нефти и исключена возможность простоя добывающих скважин при сохранении существующей технологии транспорта.

2. В условиях существующей технологии перекачки водонефтяной эмульсии при концентрации присадки 60 г/т получены снижение давления на выходе ДНС «Южно-Орловская» на 16,5 % и увеличение пропускной способности на 7,7 % при обводненности перекачиваемой нефти 20 %.

3. Получены экспериментальные зависимости для определения эффективности противотурбулентной присадки и степени увеличения пропускной способ-

ности нефтепровода от концентрации добавки. Таким образом, рассмотренный технологический процесс транспорта обводненной нефти выдержал испытания и соответствует поставленным целям и задачам.

4. Подтверждено отсутствие негативного влияния противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT марки С на качество транспортируемой водонефтяной эмульсии.

Список литературы

1. Результаты применения противотурбулентной присадки «M-FLOWTREAT» при трубопроводном транспорте газового конденсата/ А.Г. Егоров, К.А. Лосев, Ю.В. Сулейманова [и др.]// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – №1. – С. 34-35
2. Химические решения ГК «Миррико» в области трубопроводного транспорта жидких углеводородов/П.А. Солодов, К.А. Лосев, Ю.В. Сулейманова [и др.]//Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – №10. – С. 32-35.

References

1. Egorov A.G., Losev K.A., Suleymanova Yu.V. et al., *Transport i khra-nenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2013, no. 1, pp. 34-35
2. Solodov P.A., Losev K.A., Suleymanova Yu.V. et al., *Neftegazovaya vertikal' = Oil & Gas Vertical*, 2014, no. 10, pp. 32-35

О необходимости разработки и внедрения нормативных документов по обеспечению пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ

Д.С. Серебренников (ОАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: пожарная безопасность, нормы пожарной безопасности, нефтегазовая отрасль, морская стационарная платформа (МСП).

Key words: fire safety, fire regulations, oil and gas industry, offshore fixed platform.

Адрес для связи: d_serebrennikov@rosneft.ru

Введение

Одним из приоритетных направлений развития нефтегазового комплекса России в настоящее время является освоение континентального шельфа. Выделяют два класса морских буровых установок: плавучие буровые установки (ПБУ), представляющие собой судно, снабженное буровой установкой, и морские стационарные платформы (МСП), состоящие из верхнего строения и опорного основания, зафиксированные на все время использования на грунте и являющиеся объектом обустройства морских месторождений нефти и газа.

В силу специфики платформ (удаленности от берега, концентрации технологического оборудования и жилых помещений на малой площади, трудности спасения людей в случае аварии, высокой вероятности каскадного развития инцидента при реализации различных иницилирующих событий, высокой пожаровзрывоопасности добываемых продуктов и др.) особое значение приобретает обеспечение пожарной безопасности объекта. Ситуация усугубляется тем, что в России недостаточно развита нормативная база, регламентирующая вопросы обеспечения пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ [1].

С учетом изложенного выше существует необходимость в разработке и внедрении нормативных документов, регламентирующих процесс обеспечения пожарной безопасности как на этапе проектирования, так и на этапе эксплуатации МСП.

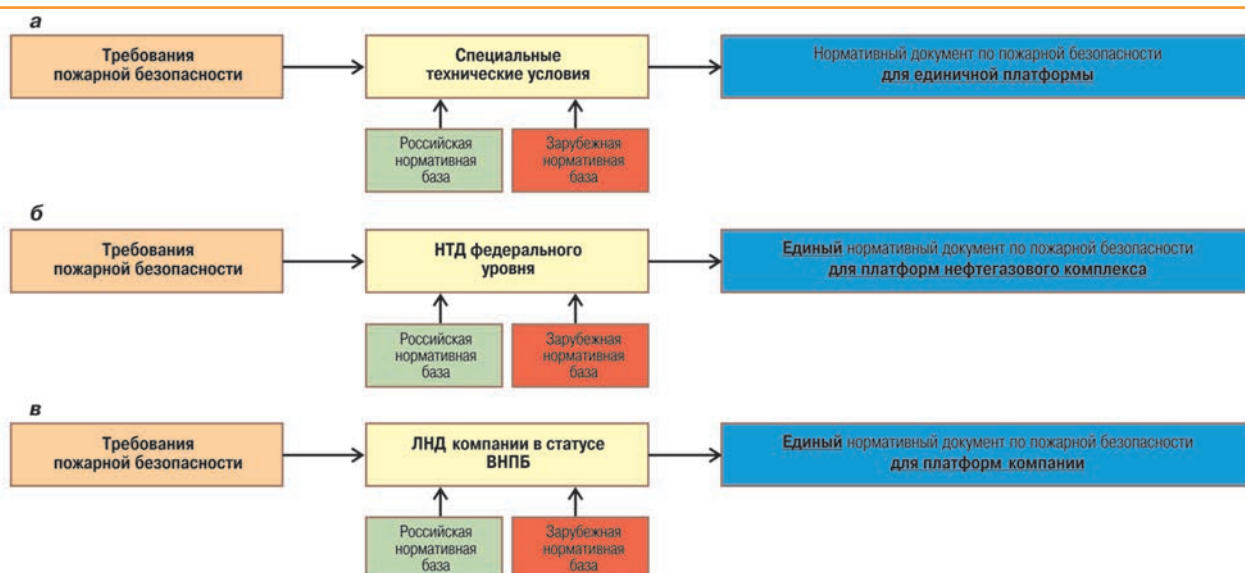
Обеспечение пожарной безопасности МСП

В России отсутствует единый нормативный документ, регламентирующий комплекс требований пожарной безопасности к МСП, учитывающий современные достижения в обеспечении пожарной без-

опасности. Следует отметить, что в настоящее время разработан, но не утвержден проект СП «Морские стационарные платформы для добычи нефти и газа на континентальном шельфе. Требования пожарной безопасности». Поэтому, при разработке проектов нефтегазовых платформ для обеспечения требований пожарной безопасности в соответствии с ч. 2 ст. 78 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности [2] должны быть разработаны специальные технические условия (СТУ), отражающие специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащие соответствующий комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий. СТУ в данном случае будут являться нормативным документом по пожарной безопасности для конкретной единичной платформы. Стоит отметить, что разработка СТУ привносит дополнительные финансовые и временные расходы в процесс дорогостоящего проектирования стационарных платформ.

Процесс обеспечения требования пожарной безопасности для стационарной морской нефтегазовой платформы представлен на рисунке, а.

Для решения проблемы нормативного обеспечения пожарной безопасности МСП необходимо ускорение разработки и внедрения нормативного документа федерального уровня – свода правил, который бы устанавливал общие требования пожарной безопасности к МСП, в том числе к генеральному плану, зонированию и объемно-планировочным решениям, системам противопожарной защиты, а также к организационно-техническим мероприятиям и эвакуации персонала в случае возникновения чрезвычайной ситуации (см. рисунок, б). Данный свод правил должен учитывать требования российских и зарубежных нормативно-технических документов (НТД), регламентирующих обеспечение пожарной безопасности производ-



Нормативное обеспечение требований пожарной безопасности морских стационарных нефтегазовых платформ: текущее (а), оптимальное (б) и предлагаемое (в)

ственных объектов, а также опыт проектирования и эксплуатации МСП в России и за рубежом.

Однако с учетом того, что разработка и имплементация подобных документов носит затяжной характер и реализация шельфовых проектов имеет приоритетное значение, необходимо альтернативное решение проблемы. Такой альтернативой может служить разработка и внедрение локального нормативного документа (ЛНД) компании, регламентирующего обеспечение пожарной безопасности МСП. С целью устранения дополнительных финансовых и временных расходов, связанных с разработкой СТУ, ЛНД необходимо согласовать с Департаментом надзорной деятельности МЧС России в соответствии с приказом МЧС России от 16.03.17 г. № 140 в качестве ведомственных норм пожарной безопасности, т.е. документа, подтверждающего на основании положений ч. 4 ст. 16.1 Федерального закона «О техническом регулировании» соответствие требованиям пожарной безопасности.

Для разработки ЛНД необходимо:

- провести анализ НТД, регламентирующей требования пожарной безопасности производственных объектов;
- проанализировать опыт эксплуатации МСП в России и за рубежом;
- обобщить подходы к обеспечению пожарной безопасности таких объектов как в России, так и за рубежом (ISO, NFPA, DNV, Norsok и др.).

Предлагаемый вариант нормативного обеспечения требований пожарной безопасности МСП представлен на рисунке, в.

Заключение

Для обеспечения требований пожарной безопасности морских стационарных нефтегазовых платформ необходимы разработка и внедрение нормативного документа по пожарной безопасности федерального уровня или, в качестве альтернативного варианта, локального нормативного документа компании в статусе ведомственных норм пожарной безопасности. Таким документом следует руководствоваться при проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции, техническом перевооружении и ликвидации нефтегазовых платформ.

Наличие подобного документа позволит повысить эффективность деятельности проектных и строительных организаций в обеспечении пожарной безопасности платформ, а также органов пожарного надзора на этапе эксплуатации объектов.

Список литературы

1. Пожарная безопасность морских стационарных ледостойких нефтедобывающих платформ/В.П. Молчанов, А.Н. Гилетич, А.А. Макеев, Ю.Н. Шебеко//Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 9. – С. 82–87.
2. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ//Собр. законодательства РФ. – 2008. – № 30 (ч. 1), ст. 3579 (с изм. от 02.07.2013 г. № 185-ФЗ).

References

1. Molchanov V.P., Giletich A.N., Makeev A.A., Shebeko Yu.N., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2004, no. 9, pp. 82–87.
2. *Tekhnicheskiiy reglament o trebovaniyakh pozharной bezopasnosti: Federal'nyy zakon ot 22.07.2008 no. 123-FZ* (Technical Regulations on Fire Safety Requirements: The Federal Law of 22.07.2008 no. 123-FZ).

Применение энергосберегающего контроллера электрических сетей освещения на объектах нефтегазового комплекса

И.Н. Пупченко, А.В. Черепанов, С.А. Ларцев,
К.А. Трегубов (ОАО «Самаранефтегаз»),
В.Г. Ахметшин (ООО «СамараНИПИнефть»)

Ключевые слова: освещение, энергосбережение, контроллер, индуцирование отрицательного напряжения.

Key words: lighting, energy saving, controller, inducing a negative voltage.

Адрес для связи: CherepanovAV@samng.ru

Введение

В настоящее время уровень потребления электрической энергии нефтегазовым комплексом составляет 5,5 % общего объема вырабатываемой в стране. В себестоимости добычи нефти доля затрат на электрическую энергию составляет около 35 % [1]. С целью снижения затрат необходимо повышать эффективность использования электроэнергии.

Энергосбытовые компании для снижения потерь в линиях и поддержания номинального напряжения сети на удаленных потребителях в соответствии с ГОСТ Р 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» передают электроэнергию при повышенном напряжении. Повышенное напряжение на потребителях, близких к источнику питания, приводит к сокращению срока службы оборудования, а также к увеличению расхода электроэнергии на освещение объектов потребителя. В осветительных системах повышенное на 10 % напряжение увеличивает расход электроэнергии на 20 % (люминесцентные лампы) и сокращает срок службы на 37 % [2].

Экономия электроэнергии, расходуемой на освещение, является наиболее простым способом повысить энергоэффективность предприятия. Одним из методов сокращения расходов на освещение при минимальных расходах и малом сроке окупаемости проекта является замена устаревших светильников с дуговыми ртутными люминофорными (ДРЛ) лампами светильниками с более экономичными дуговыми натриевыми трубчатыми (ДнАТ) лампами.

Однако это не решает проблемы суточных колебаний напряжения в сети, приводящих к преждевременному выходу из строя осветительных приборов.

Оптимальным решением, которое позволяет не только значительно снизить расходы на энергопотребление в осветительных сетях с лампами ДРЛ и ДнАТ, но и, исключая суточные колебания напряжения, увеличить срок службы ламп, является применение энергосберегающего контроллера электрических сетей.

Принцип работы контроллера

Контроллер электрических сетей – это multifunctional устройство, снижающее потребление электроэнергии на 20-30 % за счет уменьшения повышенного напряжения питающей сети до номинального напряжения работы ламп. В таблице представлены основные технические характеристики энергосберегающих контроллеров. Для определения энергосберегающего эффекта при применении контроллера сетей освещения был выбран контроллер ЛЕС, обладающий максимальным коэффициентом полезного действия (к.п.д.). В контроллере использована технология индуцирования отрицательного напряжения за счет преобразования части напряжения и индуцирования вектора напряжения со сдвигом 180° с напряжением на входе прибора.

Преимущество данной технологии заключается в том, что трансформируется только часть вектора напряжения. Это позволяет сконструировать очень компактный прибор с высоким к.п.д. и мно-

Энергосберегающий контроллер	Экономия электроэнергии, %	Коэффициент полезного действия, %	Стабилизация напряжения	Автоматический байпас	Дистанционный контроль
LEC (компания POWERSINES)	До 30	99	Да	Да	Да
Skat Energy (ООО «Экономэнерго»)	До 25	97	Да	Да	Да
Power-luxT (компания N-Power)	До 30	97	Да	Нет	Да



гоступенчатой регулировкой напряжения с шагом 2,5 В.

Суперпозиция напряжения на входе и индуцированного напряжения в противофазе создает пониженное напряжение на выходе прибора (рис. 1). Прибор построен из нескольких трансформационных блоков (рис. 2). Каждый блок индуцирует отрицательное напряжение определенного уровня. Комбинация четырех блоков (12,5 В, 10 В, 5 В и 2,5 В) дает возможность регулировать напряжение в диапазоне от 0-20 В с шагом в 2,5 В. При пуске контроллер подает на лампы полное напряжение сети, обеспечивая их гарантированный пуск, затем плавно снижает напряжение до уровня, обеспечивающего оптимальную работу газоразрядных ламп без видимого изменения их светоотдачи.

Опытно-промысловые испытания контроллера

С декабря 2012 г. по март 2013 г. на сетях наружного освещения площадки подготовки нефти УКПН-2 ОАО «Самаранефтегаз» были проведены опытно-



промысловые испытания контроллера. Выбранный объект характеризуется равномерной нагрузкой по фазам и повышенным напряжением (235 В) сети, питающей осветительное оборудование. Установленная мощность осветительных приборов объекта составила 28,6 кВт, в том числе 89 ДРЛ-250 – 22,2 кВт; 16 ДнАТ-400 – 6,4 кВт.

На объекте проведения испытаний смонтированы энергосберегающий контроллер LEC A 3x50A/35V, счетчик электроэнергии и GSM-контроллер удаленного доступа (рис. 3) и проведено подключение к сети наружного освещения (рис. 4). Испытания проводились при последовательном чередовании режимов ра-

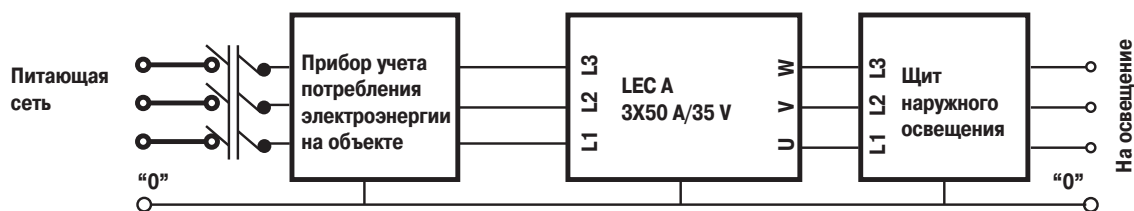


Рис. 4. Схема подключения контроллера к сети наружного освещения

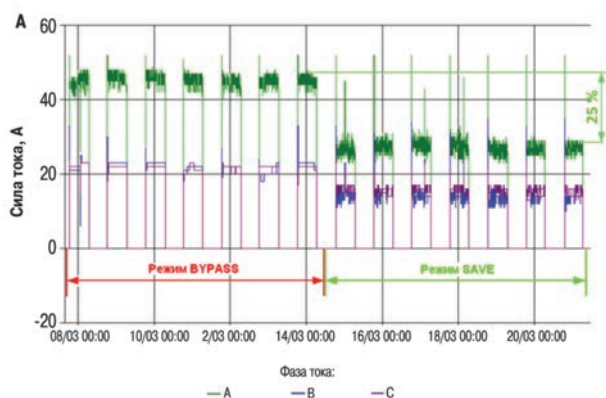


Рис. 5. График изменения рабочего тока осветительной нагрузки на выходе контроллера при работе контроллера в режимах SAVE и BYPASS

боты контроллера SAVE (энергосбережение) и BYPASS (шунтирование). Информация об электрических и технических параметрах оборудования и нагрузки (напряжение, сила тока, активная мощность, коэффициент мощности $\cos \varphi$ на входе прибора и под нагрузкой, нештатные события, время включения и отключения нагрузки, и др.) сохранялась на удаленном сервере и доступна при обращении к нему с компьютера или мобильного устройства пользователя. Интегрированный протокол Modbus/RTU, передаваемый через интерфейс RS232/485 для двунаправленной связи контроллера с любой системой типа SCADA, позволял осуществлять контроль и удаленное управление оборудованием.

Из графика изменения рабочего тока на выводных клеммах контроллера (рис. 5) видно снижение потребляемого тока при работе контроллера в режиме SAVE, а следовательно, уменьшение потребляемой мощности.

Анализ полученных результатов показал, что энергосберегающий контроллер позволяет снизить потребление электроэнергии на 25 % в сетях наружного освещения, простой срок окупаемости контроллера LEC A 3X50A /35V составит 3,6 года.

Выводы

1. Повышения энергоэффективности вновь строящихся объектов можно достичь за счет внедрения в проектных решениях энергосберегающего контроллера сетей освещения с учетом питания осветительной нагрузки от одного отходящего автомата и равномерного распределения мощности по фазам.

2. Применение энергосберегающих контроллеров позволяет экономить электрическую энергию, сократить сервисные расходы, а функции удаленного доступа дают возможность сформировать собственную автоматическую систему контроля и управления освещением.

Список литературы

1. Ивановский В.Н. Энергетика добычи: основные направления оптимизации энергопотребления//Инженерная практика – 2011. – №6 – С. 18-26.
2. Качалов А.Г., Наумов В.В. Основы электробезопасности: методические материалы для работников охраны труда и ответственных за электрохозяйство. – Мытищи: Изд-во УПЦ «Талант», 2003. – 128 с.

References

1. Ivanovskiy V.N., *Inzhenernaya praktika*, 2011, no. 6, pp. 18-26.
2. Kachalov A.G., Naumov V.V., *Osnovy elektrobezopasnosti: metodicheskie materialy dlya rabotnikov okhrany truda i otvetstvennykh za elektrokhozyaystvo* (Fundamentals of Electrical Safety: methodological materials for employees of occupational safety and responsible for the electrical equipment), Mytishchi: Talant Publ., 2003, 128 p.

Актуальные вопросы развития корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть»

И.И. Лазаренко, к.т.н., Л.С. Шварцман,
Д.Р. Канзафаров, М.Я. Талмуд, к.т.н.
(ООО «РН-Информ»)

Ключевые слова: корпоративная сеть связи, система управления, магистральные каналы связи, вторичные сети связи, узлы связи.

Key words: corporate network communications, management system, the backbone links, secondary communication network, communications centers.

Адрес для связи: m.talmud@rn-inform.ru

Введение

Система управления ОАО «НК «Роснефть» является основой проведения любых необходимых внутренних структурных преобразований и инновационных внедрений, обеспечивающих сохранение лидерства компании в различных состояниях внешнего и внутреннего рынка. Способность системы управления ОАО «НК «Роснефть» эффективно функционировать в быстро меняющихся конкурентных условиях достигается путем развития таких ее свойств, как простота, гибкость и надежность. Это позволяет оперативно проводить реорганизацию деятельности предприятий применительно к новым рыночным условиям хозяйствования.

Уровни и процессы управления ОАО «НК «Роснефть» могут быть представлены схемой, приведенной на рис. 1. Недоработки, недостатки и сбои в системе управления ОАО «НК «Роснефть» (усложнение структуры, избыточность и дублирование, несоответствие структуры управления производственным целям, функциям и задачам и др.) приводят к несоблюдению планов работ и нарушению корпоративных стандартов в дочерних обществах (ДО), замедляют и/или делают невозможным

внедрение повседневных и инновационных высокотехнологичных решений и, как следствие, ведут к росту себестоимости продукции, снижению ее производственных и рыночных показателей. Для выявления и исправления неверных управленческих решений, затрагивающих функционирование системы управления вертикально-интегрированных компаний, требуются значительные временные и финансовые затраты.

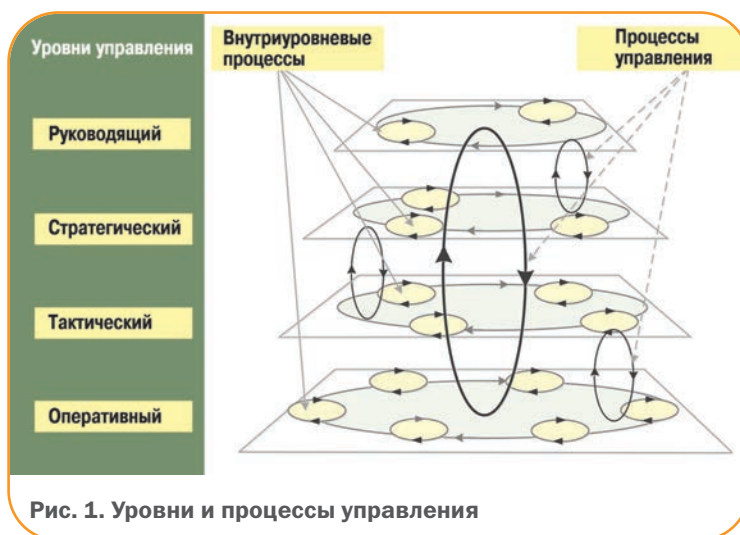
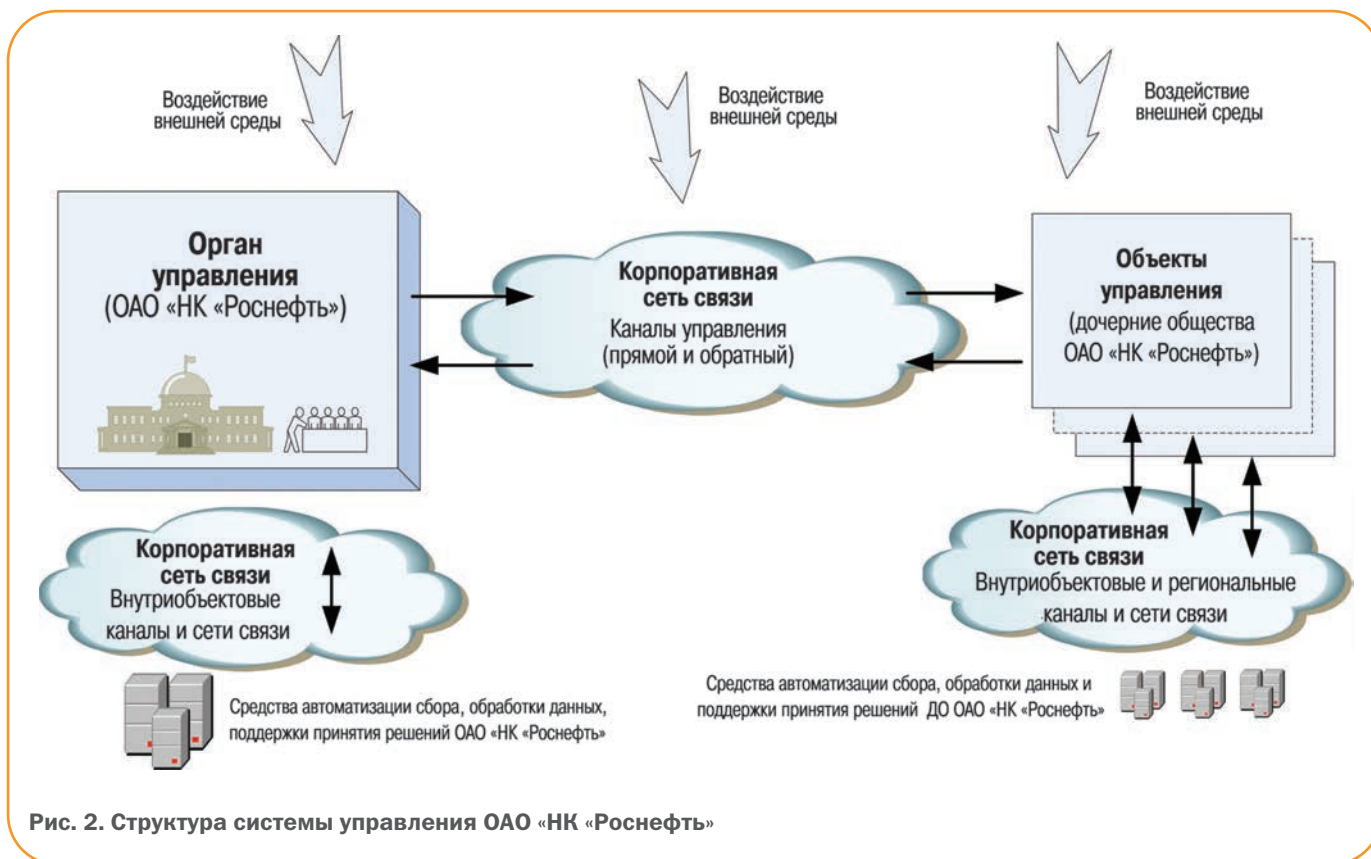


Рис. 1. Уровни и процессы управления



Система управления ОАО «НК «Роснефть» состоит из органов управления (топ-менеджеры и департаменты центрального аппарата компании); объектов управления (руководители различного уровня ДО, производственные и сервисные структурные подразделения компании); корпоративной системы связи; автоматизированных систем сбора, обработки данных и поддержания принятия решений. Структура системы управления ОАО «НК «Роснефть» представлена рис. 2. Основой системы управления, ее неотъемлемой частью, обеспечивающей целостность, устойчивость, гибкость, непрерывность, оперативность и безопасность управления в повседневных и чрезвычайных условиях является корпоративная система связи.

Корпоративная система связи как основа системы управления

Корпоративная система связи ОАО «НК «Роснефть» служит объединяющим звеном деятельности головной компании и всех ее ДО. Увеличение числа ДО, реорганизация и реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий, входящих в состав ОАО «НК «Роснефть», расширение перечня и сложности задач управления (оперативного, стратегического, кризисного, моделирования и прогнозирования), освоение шельфовых месторождений приводят к постоянному росту объемов передаваемой информации, необходимой для обеспечения эффективного управления. В результате возрастают требования к надежному функционированию корпоративной системы связи ОАО «НК «Роснефть», обеспечивающей своевременную (в режиме реального времени), достоверную, надежную и устойчивую передачу информации.

Выполнение требований к связи ОАО «НК «Роснефть» обеспечивается, когда корпоративная система связи управляется, развивается, обслуживается и контролируется службами, входящими в периметр компании, а для построения инфраструктуры связи применяется надежное телекоммуникационное оборудование.

Материальной основой корпоративной системы управления является корпоративная сеть связи. Соответственно продуманные, обоснованные и эффективные инвестиции в собственную корпоративную сеть связи ОАО «НК «Роснефть» являются прямыми инвестициями в корпоративную систему управления. Такие инвестиции обеспечивают надежность доведения решений руководства компании до исполнителей при выполнении различных производственных задач, контроль их исполнения во всех звеньях управ-

ления и в конечном итоге приводит к кумулятивному росту капитализации компании.

Развитие корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» как неразрывной составной части ее системы управления позволяет не только оперативно реагировать на увеличивающиеся потребности органов управления в передаче информации, но и создает возможность для быстрого внедрения и предложения органам управления новых услуг связи и ИТ-сервисов, которые способны существенно повысить эффективность управления, обеспечивают предпосылки и условия для проведения своевременных структурных изменений в системе управления, ее непрерывного внутреннего развития, обеспечивающего компании конкурентные рыночные преимущества [1-3].

Организационно-технические направления развития корпоративной сети связи

Развитие корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» как составной части системы управления компании предполагает непрерывное изучение существующих и прогнозируемых потребностей органов управления в передаче различных видов данных, обеспечение максимально плановой модернизации сети связи, упреждающего соответствия ее возможностей структуре и требованиям системы управления.

Недооценка роли и места корпоративной сети связи в системе управления ОАО «НК «Роснефть», попытки нивелировать ее роль, финансировать по остаточному принципу, вывести из структуры системы управления и периметра компании и/или передать все услуги связи на аутсорсинг (отказаться от развития корпоративной сети связи и перейти к закупке всех услуг связи на внешнем рынке) приводят к зависимости от внешних организаций и ситуации, складывающейся на рынке услуг и труда, возрастанию внешних рисков, разрушению вертикально-интегрированной структуры компании, превращению ее в набор разрозненных, трудноуправляемых активов, снижающих ее капитализацию.

Мировой производственный опыт показывает, что на аутсорсинг целесообразно передавать задачи и бизнес-процессы в части связи, не оказывающие критического влияния на целостность, устойчивость системы управления и возможность ее развития на основе внедрения новых информационных технологий.

Очевидно, что любые решения, связанные с передачей на аутсорсинг предоставления услуг связи для ОАО «НК «Роснефть» и ДО должны тщательно ана-

лизироваться и подвергаться комплексной интегральной оценке, поскольку они касаются обеспечения непрерывности и безопасности управления, сохранению компании как единого целого. При интегральной оценке следует ориентироваться на период окупаемости, учитывать не только сиюминутные краткосрочные финансовые затраты, но и показатели устойчивости, гибкости и информационной безопасности. Сети связи являются частью системы управления и относятся к классу сложных систем. Использовать для оценки качества инвестиций в корпоративную систему связи только стоимость без учета других показателей системы управления недопустимо – это задача многокритериальная.

Целями функционирования корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» являются:

- обеспечение эффективности производственной деятельности компании и ее дочерних предприятий на основе совершенствования информационного обмена между органами и объектами управления;
- достижение такого уровня эффективности управления, который является основой достижения лидерства, обеспечивает безусловное выполнение производственных задач в повседневной деятельности, чрезвычайных условиях, аварийных ситуациях и перспективных планов развития.

Для достижения указанных целей корпоративная сеть связи ОАО «НК «Роснефть» должна отвечать следующим требованиям:

- повторять структуру системы управления компании, которая имеет значительную территориальную разобщенность ДО и отдельных производственных объектов, значительное число территориально распределенных коммутационных узлов региональных подсетей связи;
- обеспечивать устойчивую, непрерывную, оперативную и своевременную доставку всех видов информации (голосовые и видеосообщения, данные технологических и автоматизированных систем и др.) при решении вопросов управления производственными процессами, в режиме реального времени получать информацию о текущем состоянии дел, гарантированно доводить выработанные решения до объектов управления;
- противодействовать определенному множеству угроз, преднамеренных или непреднамеренных, дестабилизирующих воздействий на входящие в состав сети средства, линии связи и технологические процессы (протоколы), приводящих к ухудшению качества услуг, предоставляемых корпоративной сетью связи (ГОСТ Р 52448-2005 «Национальный стандарт российской федерации. Защита информации»).

Регион	Объект/орган управления	Уровень корпоративной сети связи	Предоставляемые услуги
Московский	ОАО «НК «Роснефть»	Центральный зональный сегмент	Силами ООО «РН-Информ»: местная телефонная связь; каналы связи; доступ в Интернет; передача данных; видео- и аудиоконференцсвязь; видеомониторинг производственной деятельности; техническое обслуживание инфраструктуры связи ОАО «НК «Роснефть» и ДО; заключение договоров на услуги с ОАО «НК «Роснефть», ДО и поставщиками.
	Дочерние общества		Силами ООО «РН-Информ» (как агента): внутризональная, междугородная и международная связь; подвижная радиотелефонная связь; подвижная спутниковая связь; заключение договоров на услуги с ОАО «НК «Роснефть», ДО и поставщиками
Межрегиональная информационная среда	Прямые магистральные наземные каналы связи федеральных операторов и прямые магистральные спутниковые каналы связи ООО «РН-Информ»	Первичный	ООО «РН-Информ» (на основе аутсорсинга): прямые магистральные наземные каналы связи федеральных операторов; заключение договоров на услуги с ОАО «НК «Роснефть», ДО и поставщиками. Силами ООО «РН-Информ»: прямые магистральные спутниковые каналы связи; заключение договоров на услуги с ОАО «НК «Роснефть», ДО и поставщиками.
Субъекты РФ	Дочерние общества	Региональные зональные сегменты	Силами ООО «РН-Информ»: местная телефонная связь; каналы связи; доступ в Интернет; передача данных; видео- и аудиоконференцсвязь; видеомониторинг производственной деятельности; техническое обслуживание инфраструктуры связи ОАО «НК «Роснефть» и ДО. Силами ООО «РН-Информ» (как агента): внутризональная, междугородная и международная связь; подвижная радиотелефонная связь; подвижная спутниковая связь; заключение договоров на услуги с ОАО «НК «Роснефть», ДО и поставщиками.

Исходя из структуры системы управления компании укрупненная структура корпоративной сети связи должна состоять из «Центрального зонального сегмента», «Первичной сети связи», «Региональных зональных сегментов» (см. таблицу), включающих:

- прямые наземные основные и резервные магистральные каналы связи между головным офисом компании и ДО, выполняющие роль основных каналов управления (преимущественно арендованные у сторонних операторов связи вследствие значительных инфраструктурных финансовых затрат на их создание и наличия в большинстве случаев на рынке реальных конкурентных условий);
- прямые спутниковые магистральные каналы связи между головным офисом компании и ДО, выполняющие роль резервных каналов управления (организуемых «по требованию» с использованием собственных спутниковых средств связи ОАО «НК «Роснефть» и ДО);
- прямые наземные основные и резервные региональные каналы связи между головными офисами ДО и их региональными объектами управления (организуются собственными силами либо арендуются в случае наличия на региональном рынке конкурентных условий);
- вторичные сети телефонной связи, видеоконференцсвязи, передачи данных, видеомониторинга производственной деятельности, построенные на основе арендованных и собственных каналов связи; собствен-

ных корпоративных узлов связи, узлов связи доступа к сети связи общего пользования, внутри-объектовых линий связи и линий связи привязки к сети связи общего пользования, единого корпоративно-мобильного номерного телефонного плана;

- узлы связи, обеспечивающие организацию собственных корпоративных каналов связи, прием арендованных каналов, организацию вторичных корпоративных сетей связи, доступ к сети общего пользования и Интернет;
- внутриобъектовые сети связи ОАО «НК «Роснефть» и ДО;
- единую систему мониторинга и управления корпоративной сетью связи.

Для приведения корпоративной сети связи в соответствие с перечисленными требованиями должны быть решены следующие задачи.

1. Разработка системного проекта, определяющего программу среднесрочного и долгосрочного развития корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» по направлениям (первичные и вторичные корпоративные сети связи). Системный проект должен стать составной и неотъемлемой частью бизнес-плана стратегического развития компании, взаимоувязанной с комплексом целевых программ развития производственной деятельности ОАО «НК «Роснефть» и инвестиционными планами на периоды 3, 5 и 10 лет, учитывающей задачи по импортозамещению.

В системном проекте развития корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» представляется необходимым:

- проанализировать существующие и перспективные потребности корпоративной системы управления ОАО «НК «Роснефть» и ДО в передаче различных видов информации и требования к ней;
- выполнить аудит существующей корпоративной системы связи компании (состав, структура, техническое состояние);
- оценить соответствие возможностей существующей корпоративной сети связи перспективным потребностям системы управления в передаче различных видов информации;
- обоснованно выбрать технические решения, обеспечивающие построение корпоративной сети связи, отвечающей новым, перспективным требованиям, как единой телекоммуникационной системы;
- предусмотреть создание корпоративной сети связи (на основе собственных и/или арендованных VPN прямых каналов связи и корпоративных «облачных» сетей, построенных силами ООО «РН-Информ»), обладающей гибкой, адаптивной (самоорганизующейся) архитектурой, обеспечивающей предоставление должностным лицам органов управления любого уровня гарантированного качества обслуживания всех предоставляемых сервисов (QoS) и информационную безопасность при передаче мультисервисного трафика [1-3];
- определить поэтапный план перехода существующей корпоративной сети связи к единой корпоративной сети связи, отвечающей перспективным требованиям, предъявляемым к ней со стороны системы управления компании и отвечающей новым техническим возможностям современного оборудования.

2. Структура корпоративной системы связи должна быть приведена в полное соответствие с операционной структурой системы управления ОАО «НК «Роснефть» и ДО (отражать направления корпоративного информационного обмена). Вариант структурной схемы организации корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» представлен на рис. 3. Предлагаемую структуру целесообразно рассматривать как основу создания единой корпоративной сети связи.

3. Организационно-штатная структура ООО «РН-Информ» как мультисервисного предприятия при-

ведена в соответствие с производственной структурой системы управления ОАО «НК «Роснефть» и ДО. Основу структуры ООО «РН-Информ» должны составлять производственные самостоятельные бизнес-единицы, укомплектованные сотрудниками, имеющими соответствующие профильное образование и опыт работы.

К первоочередным мероприятиям по развитию корпоративной сети связи и задачам, требующим решения в ближайшее время следует отнести:

- перевод выполнения всех услуг связи на корпоративного оператора связи – ООО «РН-Информ» и заключение договоров на все услуги связи между ОАО «НК «Роснефть» и ДО с ООО «РН-Информ»; это позволит восстановить контроль на всех уровнях системы управления, контролировать расходы на услуги связи, разрабатывать и проводить единую инвестиционную и тарифную политику по направлению «Связь» в масштабах всей компании;
- строительство собственных линий связи привязки («последняя миля») и узлов связи доступа к ресурсам сети связи общего пользования в Москве и регионах присутствия ДО, что обеспечит выбор поставщиков наземных каналов связи на конкурентной основе;
- строительство центральных наземных станций спутниковой связи (управляющих хабов) Ku- и C-диапазона в г. Москве и организацию прямых резервных каналов связи между головной управляющей компанией и всеми ДО; это позволит при необходимости в минимальные сроки организовывать новые собственные магистральные каналы, принимая во внимание фактор прохождения арендованных наземных каналов связи различных операторов по одним и тем же трассам и/или кабелям), обеспечить необходимую надежность сохранения управления в случае возникновения аварий или чрезвычайных ситуаций, что возможно только с использованием каналов связи различной физической природы;
- реконструкцию и создание единой корпоративной сети телефонной связи (перевод ДО на единую корпоративную нумерацию и номерной ресурс местной телефонной связи, принадлежащие ООО «РН-Информ»);
- реконструкцию и создание единой сети видеоконференцсвязи (модернизация узлов коммутации и создание новых студий видеоконференцсвязи);
- внедрение единой IP-адресации компании;

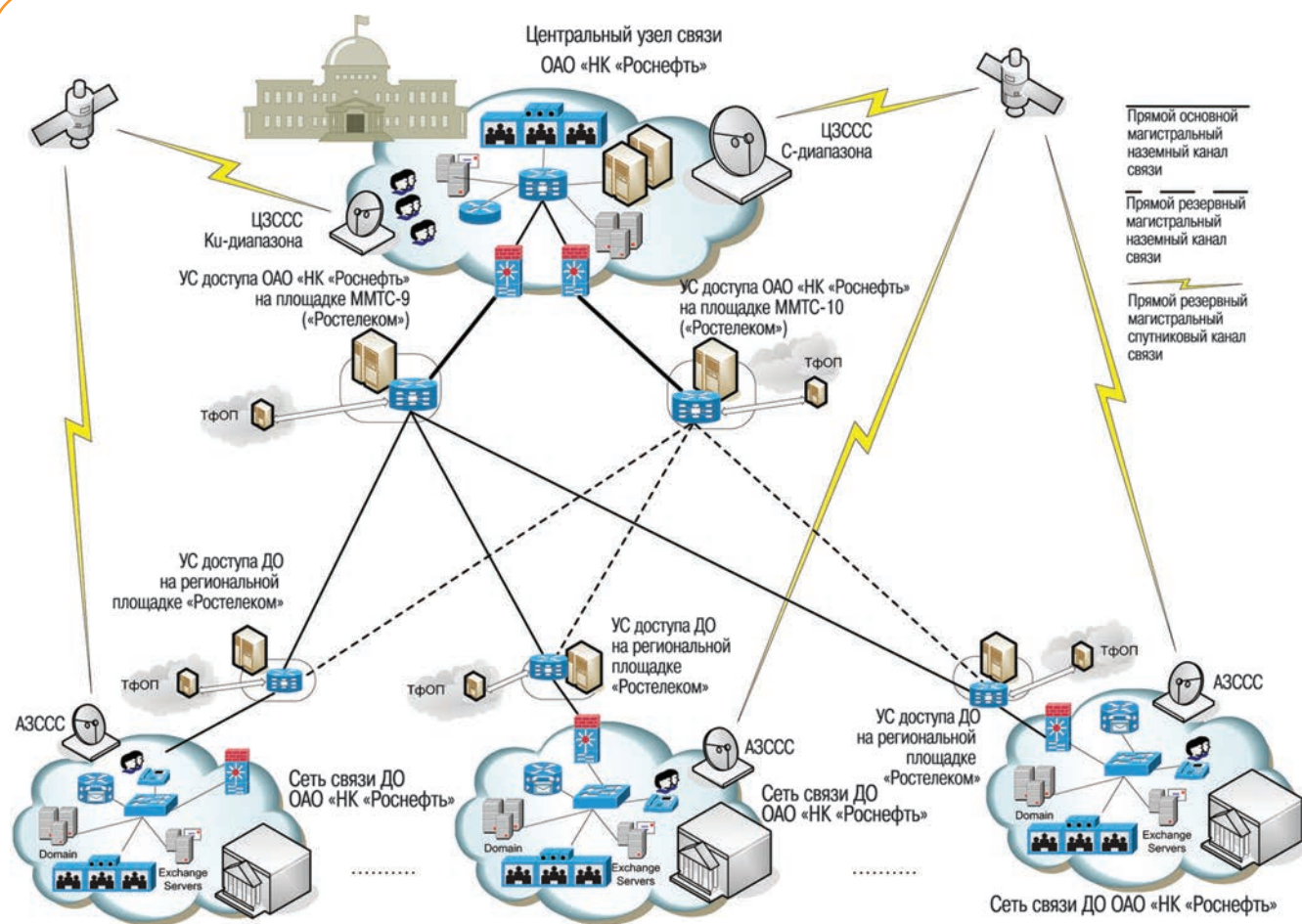


Рис. 3. Вариант структурной схемы организации корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть»:

ЦЗСС, АЗСС – соответственно центральная и абонентская земная станция спутниковой связи; УС – узел связи

- создание единой системы управления корпоративной сетью связи ОАО «НК «Роснефть» и ее мониторинга;

– преобразование ООО «РН-Информ» в интегратора корпоративных универсальных услуг связи, что обеспечит выполнение перехода от оказания услуг технического обслуживания и услуг доступа к корпоративным ресурсам к оказанию универсальных корпоративных услуг связи;

– заключение ДО договоров с ООО «РН-Информ» на сопровождение работ по созданию инфраструктуры связи, что позволит контролировать принимаемые технические решения и финансовые затраты, проводить единую техническую политику унификации и повышения эффективности капитальных вложений.

Роль и место ООО «РН-Информ» как корпоративного оператора и интегратора универсальных услуг связи в периметре ОАО «НК «Роснефть» представлены на рис. 4 и в таблице.

Выводы

1. Показано, что основой системы управления ОАО «НК «Роснефть», ее неотъемлемой частью, обеспечивающей целостность, устойчивость, гибкость, непрерывность, оперативность и безопасность управления в повседневных и чрезвычайных условиях является корпоративная система связи.

2. Подготовлены предложения, позволяющие реализовать построение и развитие корпоративной сети связи такой крупной и территориально-распределенной компании как ОАО «НК «Роснефть». Разработанная стратегия развития корпоративной сети связи предполагает возможность ее адаптации к постоянно меняющимся требованиям заказчика.

3. Решение поставленных задач позволит повысить управляемость системы связи компании в целом и на местах, сократить время принятия решений, затраты непроизводственных структурных подразделений (административных, договорных, закупочных, контролирующих), упростит и сделает «прозрачным» бюджетный контроль по каждому бизнес-направлению.

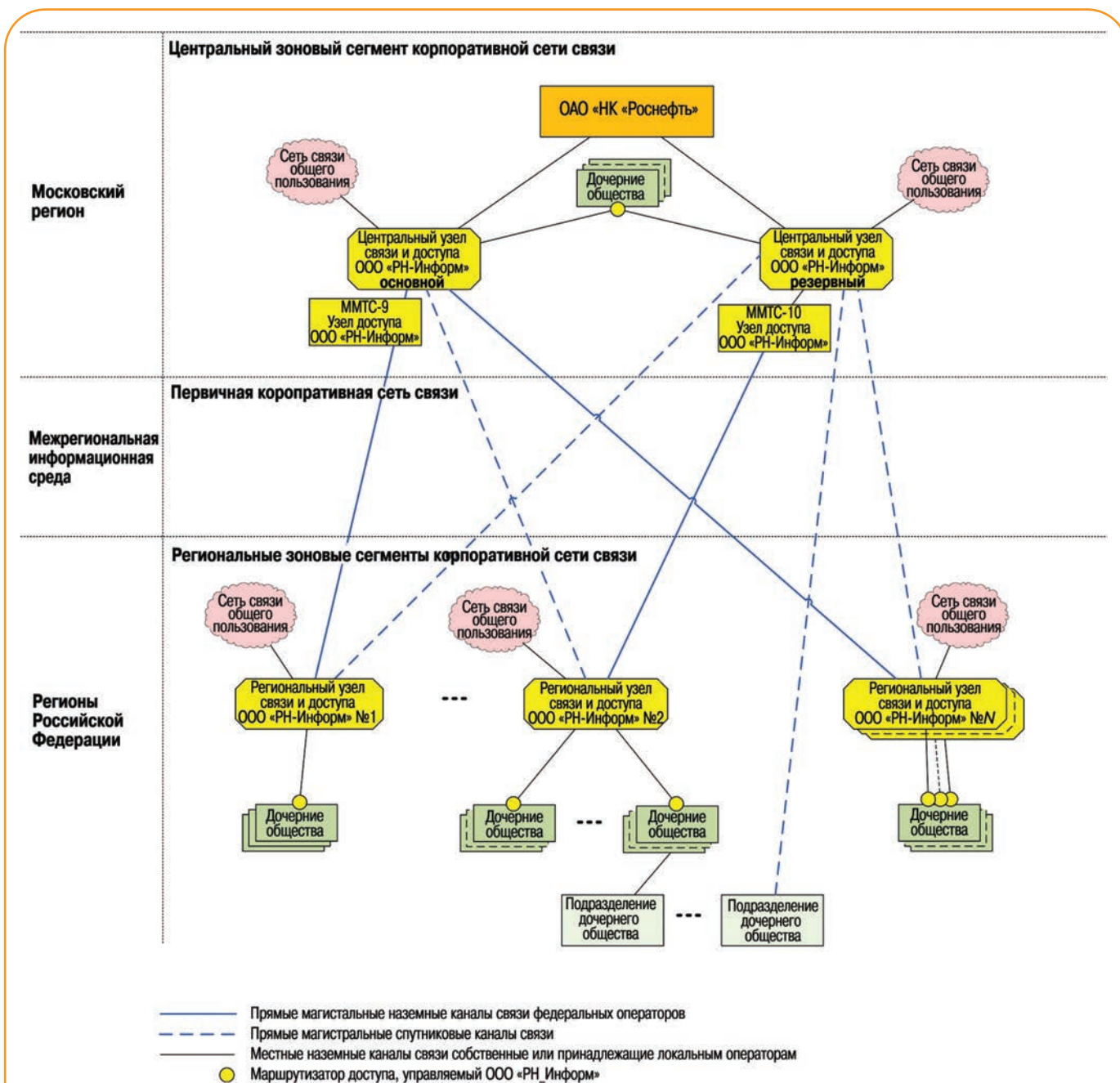


Рис. 4. Схема организации предоставления услуг связи на корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть» при участии ООО «РН-Информ» как единого корпоративного интегратора

Список литературы

1. Кучерявый А.Е., Цуприков А.Л. Сети связи следующего поколения. – М.: Изд-во ФГУП ЦНИИС, 2006. – 208 с.
2. Кучерявый А.Е., Парамонов А.И., Кучерявый Е.А. Сети связи общего пользования. Тенденции развития и методы расчета. – М.: Изд-во ФГУП ЦНИИС, 2008. – 296 с.
3. Аджемов А.С., Кучерявый А.Е. От е-России к и-России: направления развития телекоммуникаций / Инновационная экономика России. – 2006. – №4. – С. 10-12.

References

1. Kucheryavyy A.E., Tsuprikov A.L., *Seti svyazi sleduyushchego pokoleniya* (Next-generation communication network), Moscow: Publ. of FGUP TsNIIS, 2006, 208 p.
2. Kucheryavyy A.E., Paramonov A.I., Kucheryavyy E.A., *Seti svyazi obshchego pol'zovaniya. Tendentsii razvitiya i metody rascheta* (Public communication network. Trends and methods of calculation), Moscow: Publ. of FGUP TsNIIS, 2008, 296 p.
3. Adzhemov A.S., Kucheryavyy A.E., *Innovatsionnaya ekonomika Rossii*, 2006, N4, pp. 10-12.

Объемная визуализация сейсмических кубов средствами web в ИС «Сейсморазведка»

П.Ю. Редько, А.В. Ходяев, А.В. Лапушов, к.т.н.
(ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)

Ключевые слова: визуализация сейсмических данных 3D, центр хранения сейсмической информации (ЦХСИ), ИС «Сейсморазведка».

Key words: 3D seismic volumes visualization, corporate seismic data store, «Seismorazvedka» information system.

Адрес для связи: KhodyaevAV@kr-nipineft.ru

Введение

Задача геолого-разведочных работ (ГРП) – подготовка новых запасов с использованием всего арсенала современных средств геофизики, среди которых одним из самым эффективных методов является сейсморазведка методом общей глубинной точки (МОГТ). Существенный объем исследований составляет площадная сейсморазведка, которая позволяет получать более детальное строение разреза и локализовать поисковые объекты различного типа с большей точностью [1].

С 2008 г. вся сейсморазведочная информация ОАО «НК «Роснефть» хранится в Центре хранения сейсмической информации (ЦХСИ) [2, 3]. Основными задачами ЦХСИ является хранение сейсмической информации компании и предоставление оперативного доступа к ней. Деятельность ЦХСИ регламентируется локально-нормативной и распорядительной документацией и осуществляется с использованием информационной системы (ИС) «Сейсморазведка» на базе современного хранилища сейсмической информации. Постоянный прирост объемов сейсмической информации дочерних обществ (ДО) компании, расположенных по всей территории РФ, требует обеспечения возможности эффективного управления и анализа данных в режиме реального времени средствами удаленного доступа [4].

Результаты обработки сейсмических съемок МОГТ-3D по 163 лицензионным участкам компании, покрывающих более 76 тыс. км², представлены в ИС множеством сейсмических кубов. Ввиду большого объема данных, а также ограниченной пропускной способности сетевых каналов корпоративной сети компании сейсмические кубы 3D доступны пользователю через систему оформления заказов, реализованную в существующем web-модуле ИС.

Заказ, формируемый пользователем, поступает на обработку в ЦХСИ, где формируется пакет данных на внешнем носителе и передается заказчику курьерской службой. Для минимизации риска ошибки в заказе пользователю необходимо средство предварительного просмотра и анализа сейсмических кубов, которое позволило бы без передачи по сети больших объемов информации заранее ознакомиться с выбранным кубом.

Задача визуализации

В числе результатов обработки данных МОГТ-3D всегда имеются сейсмические кубы (рис. 1) и кубы атрибутов, состоящие из отдельных трасс – одномерных «вертикальных» массивов, с типичными размерами от 2 до 10 тыс. отсчетов. Таким образом, сейсмический куб является трехмерным массивом, состоящим из инлайнов – линий в направлении рас-



кладки косы или движения судна при съемке, кросслайнов – перпендикулярных инлайнам горизонтальных линий и вертикальной шкалы времени или глубины. На основании визуального и количественного анализа этих значений в пространственной системе координат проводится интерпретация геологического строения подповерхностной толщи. Для эффективного использования данных необходимо представить их в информативном для интерпретатора виде, например, в виде изометрического изображения различных сечений куба. В этом заключается задача визуализации.

Сейсмические кубы 3D могут содержать до нескольких миллионов трасс, которые невозможно отобразить на одном экране. Существует множество способов визуализации сейсмических кубов, но максимальная наглядность достигается при представлении куба вертикальными сечениями по инлайнам/кросслайнам и горизонтальными по времени (глубине) в виртуальном трехмерном пространстве, где пользователю видны их пересечения и положение относительно границ куба. Так реализована визуализация сейсмических кубов в современном программном обеспечении для обработки и интер-

претации. Примером может служить ПО «GeoProbe» (Landmark) – эффективный инструмент комплексной интерпретации, предоставляющий возможности высокопроизводительной обработки, отображения и интерпретации больших объемов сейсмических данных (рис. 2).

Подобное программное обеспечение имеет высокую стоимость, а также высокие системные требования к аппаратной части ЭВМ.

Реализация в ИС «Сейсморазведка»

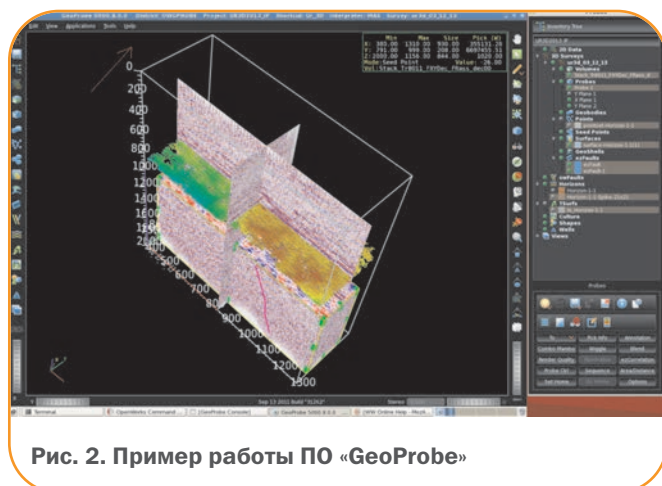
ИС «Сейсморазведка» представляет собой аппаратно-программный комплекс, автоматизирующий деятельность ЦХСИ на всех этапах работы. ИС состоит из множества модулей, выполняющих специфические задачи на всех этапах деятельности ЦХСИ: от загрузки данных в систему до предоставления удаленного доступа пользователям системы в ДО компании. В настоящее время общий объем информации, загруженной в систему, составляет более 450 Тб. Результаты обработки сейсмической информации МОГТ-3D в ИС «Сейсморазведка» представлены и хранятся в виде почти 1000 сейсмических кубов наземных и морских исследований общим объемом более 10 Тб.

Предоставление доступа к данным для удаленных пользователей осуществляется в режиме 24/7 через web-браузер по каналам корпоративной сети компании, что позволяет пользователям из ДО обходиться без специального программного обеспечения.

Удаленным пользователям необходимо средство предварительного просмотра сейсмических кубов в ИС, не требующее передачи по сети больших объемов информации. Для этого все расчеты и формирование изображения разреза должны происходить на стороне сервера ИС, а пользователю предоставляется лишь результат. Такая архитектура делает средство доступным для любой платформы и операционной системы и, кроме того, многократно снижает системные требования к аппаратному обеспечению пользователя.

Такое средство было реализовано, например, в ИС «PetroVision» (ООО «Геолидер»). Интерфейс имеет форму задания параметров визуализации данных и окно для отображения результата (рис. 3). Аналогичными возможностями обладает и предыдущая реализация в ИС «Сейсморазведка» (рис. 4)

При всех достоинствах такое представление сейсмической информации не отличается наглядностью. Пользователю не видны геометрия куба,



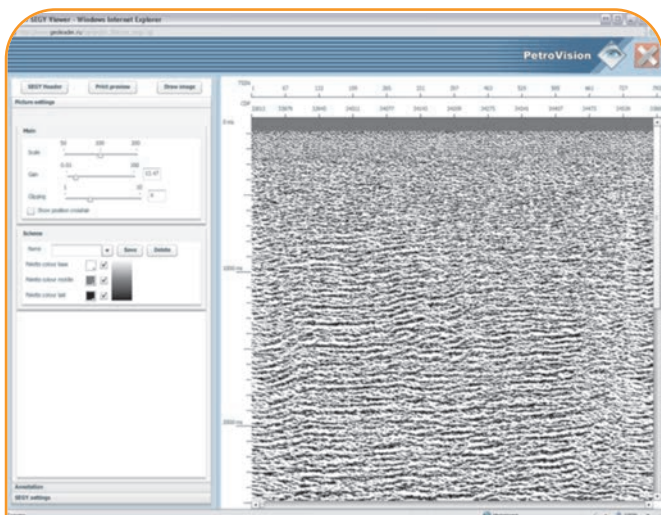


Рис. 3. Модуль визуализации сейсмических кубов в ИС «PetroVision»

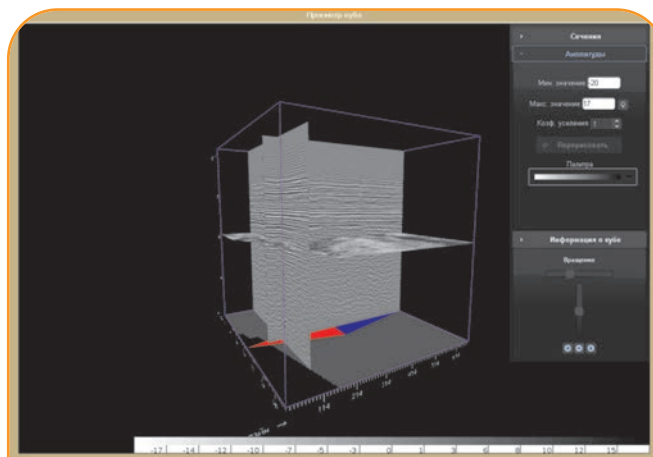


Рис. 5. Пример работы модуля визуализации сейсмического куба в ИС «Сейсморазведка»

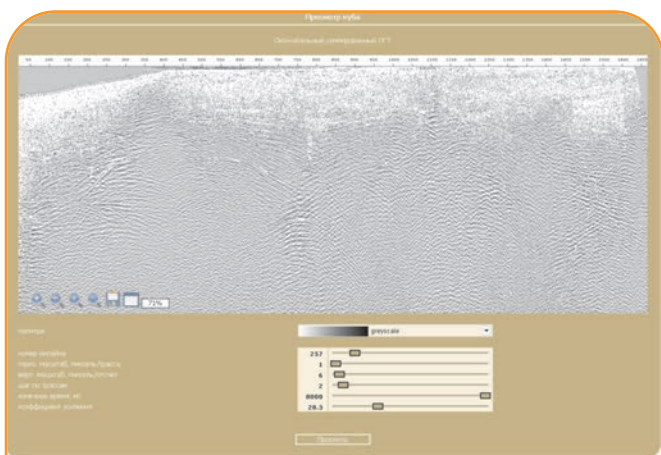


Рис. 4. Модуль визуализации сейсмических кубов в ИС «Сейсморазведка»

расположение осей инлайнов и кросслайнов, отсутствует возможность отображения временного среза. Практика показала, что пользователю системы для более точной идентификации необходимых данных требуется более наглядное их представление при предварительном просмотре, чтобы максимально снизить риск ошибки при заказе данных в системе.

Таким образом, разрабатываемый модуль визуализации сейсмических данных МОГТ-3D должен представлять собой полноценную трехмерную картину, отображающую границы сейсмического куба с возможностью получения изображения с заданными параметрами по любому сечению инлайна, кросслайна или времени (глубине). При этом все вычислительные операции с данными должны

происходить на сервере ИС для достижения максимальной производительности и снижения нагрузки, а следовательно, системных требований к ПК пользователя. Кроме того, модуль должен работать на ЭВМ любой архитектуры и любой операционной системе.

Поскольку стандарт хранения сейсмических данных определен и открыт, были разработаны серверные модули индексации файла сейсмического куба и получения из него среза по любой вертикальной или горизонтальной плоскости. Полученный срез далее преобразуется в изображение с использованием заданной пользователем палитры, где каждый диапазон значений амплитуды изображается определенным цветом, что позволяет наглядно представлять данные пользователю (рис. 5). Оптимизация алгоритмов позволила выполнять все эти операции за незначительные промежутки времени. Кроме того, кэширование запросов пользователя позволило практически мгновенно изображать плоскости при повторном к ним обращении.

Достичь трехмерного изображения на стороне клиента позволила технология WebGL, которая активно развивается в современных браузерах. WebGL – это технология аппаратного ускорения трехмерной графики. Она позволяет получить в браузере полноценное трехмерное изображение без установки дополнительного программного обеспечения. Все трехмерные объекты, использованные в проекте: каркас куба, движущиеся плоскости внутри, шкалы, – изображаются с помощью WebGL. Для работы с WebGL в этом проекте была выбрана графическая кроссбраузерная библиотека Three.js, яв-

ляющаяся инструментом построения трехмерной графики в браузере.

Принцип работы модуля заключается в следующем. При загрузке SEG-Y файлов сейсмических кубов в ИС «Сейсморазведка» вместе с самими данными загружается необходимая сопутствующая информация. Происходят сканирование и индексация данных. Все полученные таким образом данные хранятся в системе вместе с сейсмическими кубами SEG-Y. При вызове пользователем модуля визуализации в web происходит обращение к базе данных, хранящей сейсмические кубы и индексную информацию. Модуль на сервере формирует изображение сейсмического куба по выбранному пользователем сечению с заданными параметрами и передает его браузеру. Браузер осуществляет рендеринг трехмерного изображения согласно его виртуальному положению в пространстве, отображая полную картину на мониторе пользователя.

Выводы

1. Разработанный модуль выполняет визуализацию сейсмических кубов, хранящихся в ИС «Сейсморазведка», без передачи по сети большого объема информации. По сети передаются лишь команды и параметры для получения изображения по срезу куба на сервер и готовые изображения от сервера клиенту, что многократно меньше по объему, чем сейсмические данные. Такой подход также полностью независим от платформы клиента и не имеет высоких требований к аппаратному обеспечению пользователя.

2. Использование модуля в ИС «Сейсморазведка» позволяет пользователям более точно определять необходимые данные для дальнейшего формирования заказа.

3. Имеется множество путей расширения функциональных возможностей модуля. При опросе пользователей были получены рекомендации добавить возможность просмотра изображения объемных сегментов куба изменяющегося размера, анимацию движущегося сечения с заданной скоростью с одновременным изображением разреза, редактируемую палитру с «прозрачностью» выбранных диапазонов.

Список литературы

1. Алексеева О.А., Вазаева А.А. Применение сейсморазведки МОГТ 3D при поисках ловушек нефти и газа в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – С.-Пб.: ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», 2010. – http://www.vsegei.ru/ru/conf/summary/mnpk-11/Theses/thesis_6.pdf
2. Ходяев А.В., Лапушов А.В., Москвич В.Н. Организация хранения сейсмической информации в ОАО «НК «Роснефть» // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – №1. – С. 48-50.
3. Поздняков В.А., Лапушов А.В., Ходяев А.В. Организация корпоративного архива данных сейсморазведки // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №9. – С. 38-40.
4. Справочник аналитика за 2012 г. – М.: ОАО «ЛУКОЙЛ», 2013. – <http://www.lukoil.ru/materials/doc/Books/2007/DB2007/part09.pdf>

References

1. Alekseeva O.A., Vazaeva A.A., *Primenenie seysmorazvedki MOGT 3D pri poiskakh lovshek nefi i gaza v severnoy chasti Timano-Pechorskoj neftegazonosnoy provintsii* (Application of 3D seismic exploration of CDP method in the search for oil and gas traps in the northern part of the Timan-Pechora province), St. Petersburg: Publ. of Nar'yan-Marseysmorazvedka, 2010, URL: http://www.vsegei.ru/ru/conf/summary/mnpk-11/Theses/thesis_6.pdf
2. Khodyaev A.V., Lapushov A.V., Moskvich V.N., *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2009, no. 1, pp. 48-50.
3. Pozdnyakov V.A., Lapushov A.V., Khodyaev A.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2010, no. 9, pp. 38-40.
4. *Spravochnik analitika za 2012 g.* (Handbook of analyst of 2012), Moscow: Publ. of LUKOYL, 2013, URL. - <http://www.lukoil.ru/materials/doc/Books/2007/DB2007/part09.pdf>

Предпосылки и результаты решения производственных задач ОАО «Самаранефтегаз» с помощью инструмента интегрированного проектирования TSFM

Г.Г. Гилаев, д.т.н., О.В. Гладунов, Ю.Ю. Попов (ОАО «Самаранефтегаз»),
А.Ф. Исмагилов, к.э.н., И.Г. Хамитов, к.т.н., М.С. Мелешко,
В.А. Смыслов (ООО «СамараНИПИнефть»)

Ключевые слова: наземное обустройство, интегрированный подход, перспективное планирование, реинжиниринг.
Key words: surface facilities, integrated approach, forward planning, re-engineering.

Адрес для связи: meleshkomas@samnipineft.ru

Введение

ОАО «Самаранефтегаз» разрабатывает более 150 месторождений. Помимо поддержания базовой добычи, предприятие приобретает новые лицензионные участки. При бизнес-планировании ОАО «Самаранефтегаз» сталкивается с задачей оптимизации решений по новым проектам с учетом существующей инфраструктуры.

Специфика производственных задач ОАО «Самаранефтегаз»

Для обеспечения максимальной эффективности принимаемых решений требуется оценивать эффективность мероприятий по разработке месторождений с учетом наземного обустройства. При планировании наземного обустройства следует ориентироваться на уровни добычи и в то же время рассматривать возможность их корректировки. Таким образом, перед добывающим предприятием стоит задача составления оптимального совместного рейтинга мероприятий по разработке и наземному обустройству месторождений с учетом ограничений:

- юридических (лицензионные обязательства перед государством);
- технологических (пропускная способность объектов наземного обустройства);
- геологических (максимальный дебит, запасы);
- экономических (доступные инвестиционные средства).

Расчет и корректировка прогнозных уровней добычи по одному объекту разработки под «полку» пропускной способности наземной инфраструктуры занимает около 7 рабочих дней [1]. В условиях работы с десятками месторождений задача становится едва выполнимой, а оптимальность полученных решений носит условный характер.

Для решения производственных задач ОАО «Самаранефтегаз» тесно сотрудничает с ООО «СамараНИПИнефть». Накопленные и консолидированные данные о добывающем обществе позволили институту организовать эффективный производственный процесс, при котором решения, принимаемые на этапе составления проектно-технической документации на разработку месторождения, сопровождаются до момента реализации с целью контроля технико-экономической целостности. В последние годы широкое распространение получили интегрированные проекты, которые предполагают комплексный подход к процессу планирования. При комплексном подходе вопросы оптимальных темпов отборов, обеспечения достаточной пропускной способности наземной инфраструктуры и сокращения операционных затрат (реинжиниринг) рассматриваются в совокупности.

Развитие интегрированного проектирования в ОАО «Самаранефтегаз»

В 2009-2010 гг. в ООО «СамараНИПИнефть» были выполнены первые интегрированные проекты отдельных месторождений ОАО «Самаранефтегаз». Основным инструментом для выполнения технологических расчетов систем сбора нефти стал программный продукт PIPESIM (Schlumberger). Результаты гидравлических расчетов вручную переносились в формы MS Excel, где выполнялись расчеты энергопотребления, предварительной подготовки нефти и показателей экономической эффективности проектов. Со временем появилась необходимость проводить подобные работы для групп из трех-четырех месторождений, связанных общей наземной инфраструктурой. Отсутствие универсальных инструментов расчета снижало скорость подготовки таких проектов, поэтому были созданы отдельные модули, автоматизировавшие этот процесс, в

частности, макросы для MS Excel, сокращавшие объемы ручного труда.

На 2011 г. было запланировано выполнение интегрированного проекта Южной группы месторождений ОАО «Самаранефтегаз», включавшей 60 месторождений, суммарная добыча которых составляла около половины всей добычи общества. Очевидной стала необходимость в мощных средствах автоматизации, применимых при интегрированном моделировании. Анализ рынка программных продуктов показал, что готовые инструменты для решения поставленных задач на больших активах ОАО «Самаранефтегаз» отсутствуют. Поэтому было решено собрать накопленные за 2 года расчетные модули в единый инструмент TSFM (Total Surface Facilities Manager – Комплексная система управления наземным обустройством). Применение TSFM обеспечило возможность проведения многовариантных расчетов без повышения трудоемкости работ. Прогноз выполнялся на 20 лет вперед, площадные объекты были детализированы до оборудования, а отчеты по технологическим и экономическим показателям строились автоматически.

В результате выполнения интегрированного проекта Южной группы месторождений с детализацией объектов до оборудования стали возможными отказ от реконструкций, заложенных ранее в концепции развития дочернего общества, и значительное сокращение объема капитальных вложений. Кроме того, была выработана программа оптимального отключения высокообводненного фонда, повысившая NPV проекта на 1 %.

Интегрированный проект Южной группы месторождений послужил толчком к развитию TSFM, превратив его в мощное средство как мониторинга текущего состояния объектов наземного обустройства, так и планирования мероприятий. В частности, был разработан собственный модуль расчета потерь давления в нефтепроводах по корреляции Beggs&Brill [2], который позволил выполнять гидравлические расчеты систем сбора и транспорта углеводородов, не прибегая к использованию сторонних программ. Кроме того, применение современных алгоритмов на порядок сократило время расчета отдельной модели [3].

На основе накопленного опыта решения задач интегрированного проектирования в 2012–2013 гг. были выполнены интегрированные проекты по Северной и Центральной группам месторождений ОАО «Самаранефтегаз». К концу 2013 г. инструмент TSFM представлял собой программный комплекс, позволяющий решать инженерные задачи как на локальных участках, так и на группах месторождений. Задачи были типизированы, алгоритмы их решения реализованы в программных модулях. TSFM оказался готовым средством

не только для интегрированного проектирования, но и для бизнес-планирования. На Научно-техническом совете ОАО «Самаранефтегаз» было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний с участием рабочих групп от добывающего общества и института, которое подтвердило применимость программного инструмента для выполнения производственных задач.

Сегодня TSFM установлен на многих рабочих местах в ООО «СамараНИПИнефть», а также в Управлении перспективного планирования ОАО «Самаранефтегаз».

Текущий функционал TSFM

Математическая модель, заложенная в основу TSFM, подробно описана в работе [1]. Базовый функционал представлен следующими модулями:

- загрузка и учет уровней добычи на перспективу по скважинам, либо по месторождениям в целом;
- расчет материального баланса и гидравлические расчеты трубопроводных систем сбора с поддержкой расчетов луппингов и закольцованных систем;
- расчет сепарации и сброса подтоварной воды на объектах предварительной подготовки нефти по заданным остаточным показателям с возможностью моделирования работы перегруженного объекта;
- расчет энергопотребления на объектах добычи, транспорта и подготовки углеводородов, а также закачки подтоварной воды через удельные коэффициенты на потребление электроэнергии;
- гидравлический расчет систем водоводов для системы поддержания пластового давления с учетом коэффициента приемистости скважин и пластового давления.

В качестве дополнительного функционала, повышающего эффективность инженерных решений, реализованы следующие возможности:

- автоматическая оценка потенциала площадных объектов по производительности с учетом физико-химических параметров жидкости и мощности насосов внешнего транспорта;
- автоматическое построение оптимальной (с точки зрения суммарной протяженности) схемы коридоров коммуникаций для новых лицензионных участков;
- автоматический подбор диаметров под заданные технологические ограничения, обеспечивающий минимальные капитальные затраты на строительство.

Описанный функционал успешно применяется для выполнения задач в рамках мониторинга наземного обустройства. Например, в ноябре 2013 г. на одном из месторождений ОАО «Самаранефтегаз» для перераспределения нагрузки между площадными объектами предварительной подготовки нефти был выполнен

перевод потоков добываемой жидкости с одной ветки системы сбора на другую, в результате которого давления на устьях скважин стали приближаться к критическим значениям. Это послужило поводом для обратного перевода потоков. Было решено смоделировать систему сбора в TSFM, выявить причины роста давления и выдать рекомендации по дальнейшей работе. В результате выполненных расчетов было выявлено, что зафиксированный рост давления воспроизводится гидравлической моделью только при сужении внутреннего сечения трубопровода, что свидетельствовало о наличии отложений на стенках труб. Результат дополнительно подтверждался тем, что перекачиваемые нефти относились к парафинистым и высокопарафинистым. Моделирование эффекта выпадения парафина показало сходимость фактических и расчетных данных и позволило воспроизвести отклик системы на перевод потоков. Были выданы рекомендации по пуску очистительных устройств и повторному переводу потоков.

Потенциал TSFM

В настоящее время помимо технической поддержки существующего функционала TSFM, выполняются работы по развитию системы, в частности, для расширения класса задач, решаемых в программе. Так, к внедрению готовится методика оптимизации операционных затрат, которая может широко применяться для решения задач реинжиниринга. Экономическая форма интегрированных проектов, используемая в настоящее время в компании, предполагает использование нормативов, усредненных по всему активу.

Рассмотрим условный пример. Допустим, что суммарная добыча нефти по активу нефтедобывающего общества $Q_n = 2,565$ млн. т/год и согласно бухгалтерской отчетности на перекачку добываемой нефти со всего актива затрачивается $ОРЕХ_n = 106$ млн. руб/год. Тогда норматив на транспорт нефти $ОРЕХ_{уд}^{тр.н} = ОРЕХ_n / Q_n \approx 45$ руб/т, который используется для оценки операционных затрат на перспективу. При этом полученное значение $ОРЕХ_{уд}^{тр.н}$ просто умножается на прогнозные уровни добычи нефти. Однако такой подход может исказить прогноз экономических показателей.

Из рисунка видно, что добыча 1 т жидкости скв. 1 дороже, чем скв. 2, из-за дополнительных затрат на перекачку продукции скв. 1 через ДНС-1 и ДНС-2. По форме интегрированных проектов затраты получились бы одинаковыми, хотя на самом деле это не так. Цель разработанной методики оптимизации операционных затрат – учет неравномерного распределения условно-переменных эксплуатационных затрат, связанных с транспортом и подготовкой добываемой



нефти, но без ужесточения требований к детализации исходных данных.

Помимо экономической модели и детализации операционных затрат планируются разработка и внедрение модуля расчета уровней добычи, который будет иметь обратные связи с обустройством так, чтобы моделировать фактические зависимости между наземным обустройством и притоками в скважинах.

Заключение

В течение 4 лет в рамках выполнения интегрированных проектов развития месторождений и групп месторождений ОАО «Самаранефтегаз» разработан программный инструмент TSFM, позволяющий не только осуществлять интегрированный подход, но и решать задачи бизнес-планирования в области наземного обустройства. В 2015 г. планируется расширение функционала, во-первых, за счет задач реинжиниринга, во-вторых, за счет автоматизации расчета уровней добычи с учетом наземной инфраструктуры.

Список литературы

1. Смыслов В.А., Ломовских С.В. Программный комплекс для решения задач интегрированного проектирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – Вып. 30. – С. 36–40.
2. Beggs D.H., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes // J. Petroleum Technology. – 1973. – V.25. – №5.
3. Оптимизация гидравлических расчетов для регионального интегрированного проектирования / Р.Н. Галимов, В.П. Шакин, С.В. Ломовских [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №5. – С. 110–113.

References

1. Smyslov V.A., Lomovskikh S.V., *Nauchno-tehnicheskiy vestnik* ОАО «NK «Rosneft», 2013, no. 1, pp. 36–40.
2. Beggs, D.H., Brill, J.P., *A study of two-phase flow in inclined pipes*, J. Petroleum Technology, 1973, V.25, no. 5.
3. Galimov R.N., Shakshin V.P., Lomovskikh S.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 5, pp. 110–113.

Рефераты

Выпуск 37 (октябрь-декабрь 2014 г.)

Практические рекомендации по усреднению скважинных данных на сеточную область геологической 3D модели

Э.Б. Авраменко, М.А. Грищенко, С.В. Елецкий (ООО «ТННЦ»)

Рассмотрено качество усреднения скважинных данных на сеточную область. Даны конкретные рекомендации на примере использования ПО Petrel. По результатам выполненных экспертиз геологических моделей обозначены основные проблемы и сформулированы выводы.

Practical guidelines for averaging the well data by 3D geological model grid area

E.B. Avramenko, M.A. Grischenko, S.V. Eletsy (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The paper describes the quality of well data averaging by a grid area. It also gives specific recommendations using a Petrel case study. A review of geological models allowed to highlight the main challenges and to come up with a number of conclusions.

Технология структурного кинематического моделирования на этапах поиска и разведки в складчато-надвиговых зонах

В.В. Гайдук, С.В. Куксов, П.А. Земцов, Д.В. Грищенко (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»)

Рассмотрен опыт применения технологии структурного кинематического моделирования для решения задач по выявлению и подготовке поисковых объектов, а также для уточнения структурной модели разрабатываемых месторождений. Основным шагом при кинематическом моделировании является формирование концептуальной модели, включающей тип структуры и стратиграфическую приуроченность горизонтов скольжения. В последующем концептуальная модель корректируется и приводится к геометрически непротиворечивому виду на основе алгоритмов интерактивной балансировки.

Features of identification and preprocessing of exploration work objects for thrust-fold belts

V.V. Gaiduk, S.V. Kuksov, P.A. Zemtsov, D.V. Grishchenko (NK Rosneft – NTC LLC, RF, Krasnodar)

There is an experience of structural kinematic modeling technology in order to solve problems associated with the identification and preprocessing of exploration work objects as the specification of structural model for developed fields. The main step at kinematic modelling is conceptual model creating which includes the structure type and stratigraphic confinement of the sliding horizons. Then, the conceptual model is modified and adduced to geometrically non-contradictory form on the basis of interactive balancing algorithm.

Предпосылки и результаты решения производственных задач ОАО «Самаранефтегаз» с помощью инструмента интегрированного проектирования TSFM

Г.Г. Гилаев, О.В. Gladunov, Ю.Ю. Попов (ОАО «Самаранефтегаз»), А.Ф. Исмагилов, И.Г. Хамитов, М.С. Мелешко, В.А. Смыслов (ООО «Самаранипинефть»)

Приведено краткое описание Самарской области и добывающего дочернего предприятия ОАО «НК «Роснефть» ОАО «Самаранефтегаз». Обозначена специфика активов дочернего общества, обусловленная развитостью наземной инфраструктуры и необходимостью подключения новых лицензионных участков. Дана краткая историческая справка по выполнению интегрированных проектов разработки месторождений ОАО «Самаранефтегаз» в ООО «Самаранипинефть», освещающая события, приведшие к появлению программного инструмента TSFM. Описан текущий функционал инструмента. Приведен пример решения производственной задачи в TSFM. Намечены планы развития программного инструмента на 2015 г.

TSFM software usage for solving Samaraneftgas JSC production problems (surface infrastructure development and re-engineering)

G.G. Gilaev, O.V. Gladunov, Yu.Yu. Popov (Samaraneftgas JSC, RF, Samara), A.F. Ismagilov, I.G. Khamitov, M.S. Meleshko, V.A. Smyslov (SamaranIPIneft LLC, RF, Samara)

The paper contains a short summary about Samara region and oil company Rosneft production subsidiary Samaraneftgas JSC. Assets particularities, caused by complex surface facilities system and necessity in new license blocks connection, are specified. A short historical note of integrated projects accomplishment, highlighting events, which led to a new software tool TSFM development, is discussed. The current functionality of the software tool is described. An example of TSFM usage for a real production problem solution is present. Plans for 2015 are outlined.

Методы комплексирования данных при моделировании на примере Южно-Орловского месторождения

В.В. Гритчина (ОАО «Самаранефтегаз»)

Предпринята попытка определения оптимальных методов комплексирования данных при моделировании на примере Южно-Орловского месторождения. Выполнено комплексное описание геологического строения и системы разработки месторождения с учетом сейсмических особенностей и всех проведенных исследований (палеотектонический анализ, микросейсмические исследования, построение геологической и фациальной модели месторождения, исследования трещиноватости). На основании гидродинамической модели месторождения, построенной с учетом трещиноватости, анализа рисков и неопределенностей, разработаны рекомендации по разведочному и эксплуатационному бурению. Создан алгоритм комплексирования данных при моделировании.

Methods of data combination while modeling: the case of Yuzhno-Orlovskoye oil field

V.V. Gritchina (Samaraneftgas JSC, RF, Samara)

The paper contains an attempt to determine optimal techniques of combination of data while modeling, using the example of Yuzhno-Orlovskoye oil field. For that purpose, complex description of field geology and production was made, taking into account seismic features and all realized researched (paleotectonic analysis, microseismic researches, geology and facies modeling, fractures estimation); as well as recommendations of prospective and production drilling were proposed, on basis of field simulation accounting for fracturing and risks and uncertainties analysis. The work resulted in algorithm of combination of data while modeling.

Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений

Н.А. Деревскова, Т.И. Кравченко, С.Б. Лыкова

(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»),

С.Н. Дряблов (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»)

Основной нефтегазоносной кремнистой формацией Охинского района Северного Сахалина является пильская свита, которая в настоящее время представляет важный нефтегазопромысловый объект. Кремнистые отложения, имеющие биогенное происхождение, все еще в полной мере не изучены. Они привлекают исследователей своей уникальностью, трудностью распознавания в разрезе. Коллекторы этих отложений - сложные природные системы, требующие при изучении нетрадиционных подходов с обязательным привлечением комплекса литологических исследований. Приведена характеристика литологического состава пильской свиты. Рассмотрены ее распространенность, условия накопления и преобразования кремнистых толщ. Изложены результаты изучения коллекторских свойств силицитов. Выделены коллекторы трещинно-порового, порово-трещинного и трещинного типов, образование которых является результатом литогенетических преобразования и тектогенеза.

The consistent pattern of lithological structure of Pilskian suite of Sakhalin Island in connection with oil production prospects from hardly removable stocks

N.A. Derevskova, T.I. Kravchenko, S.B. Lykova (RN-

SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk), Dryablov S.V.

(RN-Sakhalinmorneftegas LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The main oil-and-gas bearing siliceous formation of the Okha area of the Northern Sakhalin is Pilsk Fm, which currently represents an important oil & gas exploration target. The siliceous deposits having a biogenic origin have not yet been fully studied. They attract the researchers by their unique nature, difficulty of identification in a geological section. Reservoirs made up of these deposits are complex natural systems denying traditional approaches of study and requiring an integrated complex of lithological research. The article includes characteristics of lithological composition of Pilsk Fm, information on its areal distribution and conditions of accumulation and transformation of the siliceous units. The results of study provided in the article include reservoir properties of the silicite rocks. Reservoirs of fractured-porous, porous-fractured and fractured types are defined, which formed as a result of lithogenetic transformation and prevailing tectogenesis.

О повышении надежности конструкции скважин в осложненных условиях разработки нефтяных оторочек

Б.А. Ерка, А.В. Хабаров, Н.А. Герасименко (ООО «ТННЦ»)

Рассмотрены ключевые проблемы при строительстве скважин. Дан ряд практических рекомендаций по снижению рисков миграции флюида по заколонному пространству. Представлены возможные пути ликвидации заколонных перетоков.

On increasing the reliability of well design in complex conditions of oil rims development

B.A. Erka, A.V. Khabarov, N.A. Gerasimenko (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The article describes the key issues in well construction and a number of practical recommendations to reduce the risks of annulus fluid migration. Potential ways to eliminate casing flows are described.

Актуальные вопросы развития корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть»

И.И. Лазаренко, Л.С. Шварцман, Д.Р. Канзафаров, М.Я. Талмуд (ООО «РН-Информ»)

Рассмотрены вопросы стратегии построения и развития корпоративной сети связи (КСС) ОАО «НК «Роснефть», являющейся основной составляющей системы управления компании. Показаны роль и место КСС в системе управления ОАО «НК «Роснефть». Определены требования по обеспечению надежности функционирования КСС и эффективному использованию КСС в системе управления ОАО «НК «Роснефть». Изложены принципы и направления построения и модернизации инфраструктуры КСС как современной мультимедийной сети связи, позволяющей организовать единый автоматизированный процесс управления всеми территориально разбросанными структурными подразделениями.

Actual problems of development of corporate network communications Rosneft Oil Company OJSC

I.I. Lazarenko, L.S. Shvartsman, D.R. Kanzafarov, M.Y. Talmud (RN-Inform LLC, RF, Moscow)

The article examines strategy issues of building and developing a corporate network communications (CNC) which is the main component in the management system of the oil company Rosneft. After showing the role of the CNC and its place within the management system of Rosneft, requirements to ensure the reliability of the functioning and the effective use of the network will be defined. By reciting the principles and directions of construction and modernization of the infrastructure of the CNC, it will be characterized as a modern multimedia communication network that enables the organization of a single automated process of controlling all geographically allocated departments.

Перспективы оценки насыщенности коллекторов в процессе бурения боковых и горизонтальных стволов скважин по данным газового каротажа (на примере Советского нефтяного месторождения)

Р.Р. Миникеев (ООО «Петровайзер»),

Д.Е. Голубков (ОАО «НК «Роснефть»)

Рассмотрены особенности проведения газового каротажа в процессе бурения боковых и горизонтальных стволов скважин. Приведены методики интерпретации данных геолого-технических исследований и их результаты при проводке стволов скважин на Советском месторождении.

Prospects for reservoirs productivity evaluation while drilling the lateral and horizontal wellbores according mudlogging by the example of Sovetskoye oil fields

R.R. Minikeev (Petroviser LLC, RF, Tver),

D.E. Golubkov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The article reviews features of performing mudlogging while drilling sidetracks and horizontal wells for oil and gas. Interpretation techniques of mudlogging data as well as obtained results are presented for Sovetskoye field.

Комплексирование данных 3D сейсморазведки и седиментологического анализа керна при изучении нефтеносных речных дельт верхнего девона на юге Оренбургской области

Ю.И. Никитин, А.П. Вилесов, О.В. Рихтер, Р.Х. Махмудова (ООО «ТННЦ»)

На примере Алисовской площади в Оренбургской области показана высокая эффективность комплексирования данных 3D сейсморазведки и седиментологического анализа керна. С использованием результатов седиментологического исследования керна в процессе интерпретации сейсмических данных получены новые данные о геологическом строении верхнефранско-нижнефаменской колганской толщи – одного из основных нефтеносных объектов на юге Оренбургской области. Впервые выделен и геометризован евлановско-ливенский дельтовый комплекс осадков, контролирующей основной объем разведанных запасов нефти Вахитовского месторождения. Выявлена предполагаемая нижнефаменская дельта, которая является высокоперспективным объектом для разведки и вовлечение в добычу новых запасов нефти. Результаты седиментологического анализа керна необходимо использовать при интерпретации материалов 3D сейсморазведки на всех этапах геолого-разведочных работ.

Особенности разработки залежей нефти в отложениях нижнего триаса (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя

А.А. Папоротная, М.В. Нелепов, Д.В. Томашев (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»)

Проведена переинтерпретация материалов ГИС, а также проанализированы данные бурения и результаты гидродинамических исследований скважин. В результате в карбонатном массиве выделены отдельные характеризующиеся высокими фильтрационно-емкостными свойствами пачки карбонатных пород, изолированные друг от друга плотными, практически непроницаемыми породами. Предложенное строение изучаемого комплекса пород необходимо учитывать при проектировании разработки нефтяных залежей нефтекумской свиты на территории Восточного Ставрополя: каждую пачку и приуроченную к ней залежь следует рассматривать как самостоятельный объект разработки.

Особенности лабораторного исследования керна трещиновато-кавернозных коллекторов

С.В. Парначев, А.Г. Скрипкин, М.В. Шалдыбин, В.Н. Бабов (ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Рассмотрены методические подходы к выполнению лабораторных исследований керна трещиновато-кавернозных коллекторов нефтяных и газовых месторождений. Показано, что высокая неоднородность свойств трещиновато-кавернозного коллектора обуславливает необходимость использования объектов максимально возможного объема (образцов увеличенного размера и фрагментов полноразмерного керна). Проанализирован феномен anomalously высоких значений кавернозной пустотности (пористости) для образцов керна, не подтверждающийся наблюдениями на полноразмерном керне и интерпретацией данных геофизических исследований скважин. Приведены примеры использования результатов лабораторного исследования керна при оценке трещиновато-кавернозных коллекторов Западной и Восточной Сибири.

Upper Devonian river deltas in the south of Orenburg region

Y.I. Nikitin, A.P. Vilesov, O.V. Rikhter, R.Kh. Makhmudova (TNNC LLC, RF, Tyumen)

In the paper in terms of Alisovskaya area in the Orenburg region a high efficiency of 3D seismic and core sedimentological analysis integration has been shown. With using core sedimentological analysis over seismic data interpretation it was updated geological reconstruction of the Upper Frasnian – Lower Famennian Kolganian formation, which is one of main oil-bearing objectives around the south of Orenburg region. First the Evlanov-Liven deltaic depositional complex has been identified and geometrized, it control main Vakhitovskoye field oil reserves. Proposal Lower Famennian delta has been identified to be high perspective objective for exploration and involving in development new oil reserves. It is necessary to use results of core sedimentological analysis over 3D seismic data interpretation on all stages of exploration work.

Peculiarities of oil deposits the development in the sediments of the Lower Triassic (Neftekumsk suite) Eastern Stavropol

A.A. Paporotnaya, M.V. Nelepov, D.V. Tomashev (NK Rosneft – NTC LLC, RF, Krasnodar)

For better understanding the structure of carbonate deposits of Neftekumsk set Lower Triassic the authors held reinterpretation of well logging data, and also the data of drilling and hydrodynamic investigation of wells. It allowed to allocate carbonate rocks inside the carbonate array. These rocks are characterized by high filtration properties and isolated from each other by practically impermeable rocks. The proposed structure of the studied rocks should be considered when designing the development of oil deposits Neftekumsk set in East Stavropol, i.e., each unit and oil and gas deposit should be considered as an independent object of development.

Vuggy-and-fractured reservoirs: methodological approaches of laboratory petrophysics

S.V. Parnachev, A.G. Skripkin, M.V. Shaldybin, V.N. Babov (TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk)

Most of the methodical approaches of laboratory core testing programs of vuggy, fractured and vuggy-and-fractured reservoirs are considered. Extremely heterogeneity of such reservoirs' properties (porosity for example) need the core samples to be as big as it is possible – so full-size core analysis looks as a most appropriate alternative. Additional attention was paid to the phenomena of extremely high vuggy porosity of big-size plugs which very often does not proved by the full-size core X-ray tomography and wirelogs interpretation. Some examples of vuggy-and-fractured reservoir core analysis for West and East Siberia are described in the article.

Результаты применения противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT на нефтепроводах ОАО «Самаранефтегаз»

И.Н. Пупченко, В.И. Захаров, И.В. Романенко

(ОАО «Самаранефтегаз»)

Приведены результаты применения суспензионной противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT при транспортировке нефти по межпромысловому нефтепроводу ДНС «Южно-Орловская» - УПСВ «Екатериновская» ОАО «Самаранефтегаз».

The results of the application of anti-turbulent additives M-FLOWTREAT on the pipelines of Samaraneftgas JSC

I.N. Pupchenko, V.I. Zaharov, I.V. Romanenko

(Samaraneftgas JSC, RF, Samara)

The article presents the results of applying the suspension anti-turbulent additives brand M-FLOWTREAT (MIRRICO Service, Kazan, RF) when oil transporting by inter-field pipeline BPS Yuzhno-Orlovskaya - IPW Ekaterinovskaya of Samaraneftgas JSC.

Применение энергосберегающего контроллера электрических сетей освещения на объектах нефтегазового комплекса

И.Н. Пупченко, А.В. Черепанов, С.А. Ларцев, К.А. Трегубов

(ОАО «Самаранефтегаз»),

В.Г. Ахметшин (ООО «СамараНИПинефть»)

Дана оценка энергосберегающего эффекта при применении инновационного оборудования - энергосберегающего контроллера электрических сетей освещения на объектах нефтегазового комплекса. Промышленные испытания показали энергосберегающий эффект и возможности применения контроллера электрических сетей в сетях наружного освещения с использованием газоразрядных ламп. Обеспечена экономия 25 % электрической энергии за счет применения контроллера электрических сетей в сетях наружного освещения. Показано, что применение энергосберегающих контроллеров в осветительных сетях позволяет сэкономить электрическую энергию, сократить сервисные расходы и сформировать собственную систему контроля и управления освещением.

The use of energy-efficient lighting controller of electric networks for oil and gas facilities

I.N. Pupchenko, A.V. Cherepanov, S.A. Lartsev, K.A. Tregubov

(Samaraneftgas JSC, RF, Samara),

V.G. Akhmetshin (SamaraNIPineft LLC, RF, Samara)

Industrial tests showed energy-saving effect and the possibility of using the controller electrical networks with Arc Mercury Fluorescent and Sodium Arc Tube lamps in the outdoor lighting networks. The authors found out that the use of the controller electrical networks with Arc Mercury Fluorescent and Sodium Arc Tube lamps in the outdoor lighting networks can save up to 25 % of energy. Therefore, the use of energy-saving lighting controller networks in lighting networks can save electricity, reduce service costs and form its own system of monitoring and control of lighting system.

Объемная визуализация сейсмических кубов средствами WEB в ИС «Сейсморазведка»

П.Ю. Редько, А.В. Ходяев, А.В. Лапушов

(ООО «РН-КрасноярскНИПинефть»)

Представлена реализация модуля трехмерного просмотра сейсмических данных 3D, хранящихся в Центре хранения сейсмической информации ОАО «НК «Роснефть», с помощью web-технологий. Рассмотренный в работе подход к визуализации сейсмических данных позволяет пользователю получать объемные изображения сечений куба средствами web-браузера в режиме реального времени без использования специализированных программных средств. Это дает возможность предварительно ознакомиться с сейсмическим кубом без передачи по сети больших объемов информации.

Visualisation of 3D seismic volumes in the «Seismorazvedka» information system using web technologies

P.Yu. Redko, A.V. Khodyaev, A.V. Lapushov

(RN-KrasnoyarskNIPineft LLC, RF, Krasnoyarsk)

The implementation of web-based module for visualisation of three-dimensional seismic volumes stored in the Rosneft Corporate Seismic Data Store is presented. The described approach to seismic data visualisation allows the user to obtain 3D images of seismic volumes by means of web browser in real time without the using of specialized software. It allows to preview the seismic 3D volumes without generating of large amount of network traffic.

О необходимости разработки и внедрения нормативных документов по обеспечению пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ

Д.С. Серебренников (ОАО «НК «Роснефть»)

Обеспечение пожарной безопасности является одной из важных и приоритетных задач в нефтегазовом комплексе. С учетом того, что перспективным направлением в нефтегазовом комплексе является добыча нефти и газа на континентальном шельфе, обеспечение пожарной безопасности морских стационарных платформ приобретает особое значение. Рассмотрен вопрос необходимости разработки и внедрения нормативных документов, регламентирующих обеспечение пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ как на этапе проектирования, так и на этапе эксплуатации.

On the need for the development and implementation of regulations for fire safety of offshore fixed oil and gas platforms

D.S. Serebrennikov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

Fire safety is one of the most important and priority in oil and gas sector. Given the fact that a prospective direction in oil and gas sector is the production of oil and gas on the continental shelf, fire safety of fixed offshore platforms is of particular importance. The article raised the question of the need to develop and implement regulations governing fire safety of fixed offshore oil and gas platforms in both the design phase and the operational phase.

Комплексирование материалов изучения керна и геофизических исследований скважин для моделирования упругих свойств терригенных пород на примере объектов ОАО «НК «Роснефть» в Западной Сибири

**Ю.С. Синякина (ООО «РН-Шельф-Арктика»),
Т.Ф. Соколова (ООО «РН-Эксплорейшн»)**

Представлена технология комплексного изучения керна и данных геофизических исследований скважин (ГИС) для моделирования упругих свойств горных пород на примере терригенных отложений Западной Сибири. Рассмотрены особенности интерпретации данных изучения керна и ГИС в сейсмических проектах. Приведены требования к набору входных данных. На основе результатов комплексирования материалов изучения керна и ГИС выполнен анализ возможностей использования сейсмических данных для прогноза коллекторов и построения геологической модели методами сейсмической инверсии.

Возможности применения результатов геостатистической инверсии для 3D геологического моделирования

**И.М. Хамитуллин, А.В. Новокрещин, Ю.В. Шилова,
Е.Ю. Ключова (ООО «ТННЦ»)**

Рассмотрены основные этапы геостатистической инверсии и возможности включения результатов инверсии в трехмерную геологическую модель на примере месторождения Центрального Увата.

Integration of core and log data for the rocks elastic properties modeling by the examples of the of Rosneft Oil Company OJSC objects in Western Siberia

**Yu.S. Sinyakina (RN-Shelf-Arctic LLC, RF, Moscow),
T.F. Sokolova (RN-Exploration LLC, RF, Moscow)**

The paper presents the technology of comprehensive study of the core material and log data for modeling rocks elastic properties on some examples of Western Siberia terrigenous deposits; the features of core and log data analysis in seismic projects are shown; the requirements to input data are discussed. The results of such core materials and log aggregation are used to analyze the possibilities of using seismic data for reservoir prediction and geological model from seismic inversion.

Possibility of geostatistical inversion application for 3D geological modeling

**I.M. Khamitullin, A.V. Novokreschin, Y.V. Shilova, E.Y. Klyusova
(TNNC LLC, RF, Tyumen)**

The paper describes the geostatistical inversion milestones and the possibilities of the inversion results inclusion into the 3D geological model on the example of the field of Central Uvat project.

Алфавитный перечень статей, опубликованных в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть» в 2014 году

КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ

Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов	4-3
Молодые специалисты ОАО «НК «Роснефть»: высокий уровень знаний	1-4

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Авраменко Э.Б., Грищенко М.А., Елецкий С.В. Практические рекомендации по усреднению скважинных данных на сеточную область 3D геологической модели.....	4-19
Белоусов С.Л., Хурамшина О.А., Шабаква С.В., Чернова Е.В. Палеофациальный анализ отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения	3-8
Гайдук В.В., Куксов С.В., Земцов П.А., Грищенко Д.В. Технология структурного кинематического моделирования на этапах поиска и разведки в складчато-надвиговых зонах	4-4
Гильманов Я.И., Саломатин Е.Н., Николаев М.Ю. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна методом ядерно-магнитного резонанса.....	3-22
Гритчина В.В. Методы комплексирования данных при моделировании на примере Южно-Орловского месторождения	4-41
Гритчина В.В. Об опoisковании рифогенных залежей на примере Южно-Орловского месторождения.....	3-3
Деревскова Н.А., Кравченко Т.И., Лыкова С.Б., Дряблов С.Н. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений	4-34
Задорина Е.А., Маркелова Л.С., Григоренко И.В., Крылова М.В. Уточнение модели строения терригенного резервуара с использованием технологии геостатистической инверсии	3-13
Зарай Е.А., Хабаров А.В. Особенности оценки фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных коллекторов.....	3-26
Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа	3-18
Миникеев Р.Р., Голубков Д.Е. Перспективы оценки насыщенности коллекторов в процессе бурения боковых и горизонтальных стволов скважин по данным газового каротажа (на примере Советского нефтяного месторождения).....	4-30
Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Рихтер О.В., Махмудова Р.Х. Комплексирование данных 3D сейсморазведки и седиментологического анализа керна при изучении нефтеносных речных дельт верхнего девона на юге Оренбургской области.....	4-44

Парначев С.В., Скрипкин А.Г., Шалдыбин М.В., Бабов В.Н. Особенности лабораторного исследования керна трещиновато-кавернозных коллекторов.....	4-24
Розбаева Г.Л. Литолого-фациальная модель продуктивных пластов отложений нижнехетской свиты в Сузунском нефтегазоносном районе	1-16
Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Комплексирование материалов изучения керна и геофизических исследований скважин для моделирования упругих свойств терригенных пород на примере объектов ОАО «НК «Роснефть» в Западной Сибири	4-14
Соловьев В.В., Полуэктова М.М., Иванов Д.Н. Перспективы нефтегазоносности отложений среднего девона Сорочинско-Никольского месторождения Оренбургской области	1-8
Хамитуллин И.М., Новокрещин А.В., Шилова Ю.В., Ключова Е.Ю. Возможности применения результатов геостатистической инверсии для 3D геологического моделирования	4-10
Яковенко О.В., Воробьев Д.В., Голубков Д.Е. Особенности формирования верхнеюрских отложений Карасевского и Северо-Карасевского месторождений	1-12

ТЕХНОЛОГИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. Возможности современной геохимии при планировании и проведении геолого-разведочных работ	2-41
Ефимов В.И., Пацев В.П. Опыт применения уплотнения системы наблюдения совместно с методикой Slip-Sweep при проведении сейсморазведочных работ	2-46
Киринос Д.Г., Закревский К.Е. Повышение качества создания сейсмогеологических моделей.....	2-60
Форум ОАО «НК «Роснефть» по технологиям геолого-разведочных работ	2-40
Чикина Н.Н., Волков О.П., Бовыкин А.А., Кларнер С. Повышение эффективности петрофизического сопровождения сейсмического моделирования на месторождениях Оренбургского региона	2-50
Чумичева А.А., Харченко С.И. Разработка единой методики оценки емкостных свойств пластов месторождений Восточного Ставрополя	2-56

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Ерка Б.А., Хабаров А.В., Герасименко Н.А. О повышении надежности конструкции скважин в осложненных условиях разработки нефтяных оторочек	4-51
--	------

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

Ванин В.А., Гречнева О.М., Зарай Е.А. Создание концептуальной и цифровой 3D модели месторождения газа на шельфе Вьетнама	1-28
Корнишин К.А., Поломошнов А.М., Ефимов Я.О. Методология оценки сроков проведения полевых работ на примере морских инженерных изысканий на Восточно-Приновоземельских лицензионных участках Карского моря	1-21

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Азизов Х.Ф., Лопухов А.Н. Дисперсионный анализ эффективности геолого-технических мероприятий на Самотлорском месторождении	2-64
Бородин А.В., Максименко В.В., Тюнькин А.И., Голубков Д.Е. Опыт применения многозабойных скважин для повышения эффективности разработки пласта АВ ₁ Советского месторождения.....	3-30
Вахрушева И.А., Гильманов Я.И., Костин Д.К. Современные технологии отбора и транспортировки керна как основа качественного его исследования	2-68
Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я. Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов	1-40
Джим Хамски Geofacets как неотъемлемый поисковый инструмент для специалистов в области разведки и добычи нефти и газа	3-38
Заночуев С.А., Стрижев Н.В., Обух Ю.В. Метод расчета дебита газоконденсатной смеси без использования данных лабораторных исследований сепараторных проб	1-32
Кинсфатор А.Р., Киселев В.М., Антоненко А.А. Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин	3-34
Папоротная А.А., Нелепов М.В., Томашев Д.В. Особенности разработки залежей нефти в отложениях нижнего триаса (нефтекумская свита) Восточного Ставрополя	4-54
Янтудин А.Н., Рабцевич С.А., Андреев А.Е., Попов В.Г., Голубков Д.Е. Перспективы увеличения добычи на Тарасовском месторождении.....	1-36

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

Гаврилюк Ю.А., Агафонов А.А., Назаров Д.А., Миллер В.К. Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»	1-44
Зизаев Р.М., Воросцов А.В., Булчаев Г.Н., Топольников А.С., Рамазанов Р.Р., Жонин А.В., Ряхин Ю.Ю. Уточнение режима работы механизированного фонда скважин ЗАО «Ванкорнефть» по результатам стендовых испытаний газосепараторов и мультифазных секций электроцентробежных насосов.....	1-52
Корабельников С.И., Афонин Д.Г., Семухин М.В. Практическая методика разделения добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях Оренбургского региона	2-78
Овечкина О.А., Булдакова Н.С., Новикова Н.В., Миллер В.К. Применение нанокompозитов – перспективное направление оптимизации антикоррозионной ингибиторной защиты.....	1-48
Петренко С.Н., Балобанов Е.А., Ефимцов А.Б., Елкин Е.Б., Баркалов С.Ю. Опыт борьбы с пескопроявлением скважин осложненных месторождений ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	3-40

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА, ГАЗА И ВОДЫ

Абрамов А.В., Винокуров А.Н., Свечников Л.А., Атнагулов А.Р., Исмагилов Р.Р., Мирошниченко Р.В. Методы и алгоритмы определения резервов наземной инфраструктуры нефтяных месторождений и их практические приложения (часть 2)	1-55
Васильев Д.С., Запорожец Е.П. Перемещения надземного промыслового нефтегазопровода при пробковой структуре течения транспортируемой углеводородной смеси.....	1-60
Пупченко И.Н., Захаров В.И., Романенко И.В. Результаты применения противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT на нефтепроводах ОАО «Самаранефтегаз»	4-57

Стрункин С.И., Гладкова Н.Х., Кузьмина Е.П., Матвеев В.В., Каемов С.А. Опыт применения гидроциклонного процессора удаления сероводорода и легких меркаптанов в ОАО «Самаранефтегаз»	2-75
Стрункин С.И., Желтов М.Г., Пикалов С.В., Широков В.А., Нечаев А.С., Новиков А.В. Опыт применения и анализ работы фильтра гидроциклонного картриджного на объектах ОАО «Самаранефтегаз»	2-71
Стрункин С.И., Захаров В.И., Кинчаров А.И., Выбойщик М.А., Иоффе А.В. Исследования коррозионной стойкости труб из высокопрочного чугуна в зависимости от условий эксплуатации в ОАО «Самаранефтегаз»	3-45
Стрункин С.И., Кузьмина Е.П., Щербинин А.И., Гладкова Н.Х., Кулешов С.П. Итоги опытно-промышленных испытаний нейтрализаторов сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в нефти, проведенных на объектах ОАО «Самаранефтегаз» в 2012-2013 гг.	1-65

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЕ

Арутюнов И.А., Кулик А.В., Потапова С.Н., Светиков Д.В., Иванисько О.Л. Закономерности формирования и каталитические свойства вольфрамириванного диоксида циркония в реакции соолигомеризации этилена с гексеном-1	3-52
Арутюнов И.А., Кулик А.В., Хахин Л.А., Григорьева В.В. Основные направления переработки C_5 фракции пиролиза	1-69
Томин В.П., Тютрина Н.В., Корчевин Е.Н. О качестве трансформаторного масла гидрокрекинга производства ОАО «АНХК»	3-57
Фадеев В.В., Герасимов Д.Н., Абрамова А.В., Смолин Р.А., Уварова Н.Ю. Опыт переработки возобновляемого сырья в парафины для получения биотоплива	2-83

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Бабкин В.А., Зайнулин А.Г., Кинзуль А.П., Бурюкин Ф.А. Повышение энергоэффективности установок первичной переработки нефти	1-77
Вахрушев П.В., Моисеенко А.Б. Модернизация метода отыскания однофазных замыканий на «землю» в распределительных сетях 35, 6 (10) кВ	1-74
Пупченко И.Н., Черепанов А.В., Ларцев С.А., Трегубов К.А., Ахметшин В.Г. Применение энергосберегающего контроллера электрических сетей освещения на объектах нефтегазового комплекса	4-62
Скакунов Д.А., Довгун В.П., Петровский Э.А., Егоров Д.Э., Рупшис А.Е., Бурюкин Ф.А. Улучшение качества электрической энергии в сетях нефтеперерабатывающих предприятий	3-80
Шестак Р.А., Коробейников Б.А. Совершенствование дифференциальной релейной защиты силового трансформатора на основе однофазных преобразователей с вращающимся магнитным полем	3-76

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Гилаев Г.Г., Гладунов О.В., Попов Ю.Ю., Исмагилов А.Ф., Хамитов И.Г., Мелешко М.С., Смыслов В.А. Предпосылки и результаты решения производственных задач ОАО «Самаранефтегаз» с помощью инструмента интегрированного проектирования TSFM	4-76
Динулов О.Ф. Система поддержки принятия решения на основе математической теории нечетких множеств «Технолог»	1-81
Лазаренко И.И., Шварцман Л.С., Канзафаров Д.Р., Талмуд М.Я. Актуальные вопросы развития корпоративной сети связи ОАО «НК «Роснефть»	4-65

Редько П.Ю., Ходяев А.В., Лапушов А.В. Объемная визуализация сейсмических кубов средствами web в ИС «Сейсморазведка».....	4-72
Стрункин С.И., Пупченко И.Н., Амиров О.Р., Поляков С.И. Опыт внедрения программного модуля оперативной диспетчерской системы «ЦДС-ДНС/ППН» в ОАО «Самаранефтегаз»	1-85

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ

Головина Е.С., Костерина О.Б., Лепнев Д.В., Волкова Е.А. Новый уровень развития лабораторий с бережливым производством	3-60
--	------

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Нечаев А.С., Рагузин М.С., Зацепин Д.Ю., Тимашев Э.О., Кулешов С.П., Докичев В.А. Опыт применения технологии утилизации отходов бурения на основе углеродсодержащего сорбента-деструктора на объектах ОАО «Самаранефтегаз»	3-71
Серебренников Д.С. О необходимости разработки и внедрения нормативных документов по обеспечению пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ	4-60
Фоминых Д.Е., Голещихин А.В., Постернак Т.С. Определение токсичности бурового шлама нефтегазовых месторождений Томской области методом биотестирования	3-66

К 10-ЛЕТИЮ СОЗДАНИЯ ПК «РН КИН»

Байков В.А., Рабцевич С.А., Костригин И.В., Сергейчев А.В. Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН»	2-14
Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Пестриков А.В. Математическое моделирование и оптимизация солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах.....	2-22
Ильясов Р.Р., Свечников Л.А., Каримов М.Р., Кравец М.З., Солодов А.Н., Пороло И.О. Метод автоматического формирования оптимальной схемы инфраструктуры поверхностного обустройства	2-36
Костригин Е.В., Давлетбаев А.Я., Абдуллин Р.И., Назаргалин Э.Р. Гидродинамические и промысловые исследования скважин (от планирования до анализа выполнения и визуализации)	2-18
Костригин И.В., Загуренко Т.Г., Хатмуллин И.Ф. Программный комплекс «РН-КИН»: история создания, развития и внедрения	2-4
Рабцевич С.А., Колонских А.В., Мустафин Р.Х., Костригин И.В. Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса «РН-КИН»	2-8
Сахибгареева М.В., Мальцев А.В., Тяжев Е.В. Модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам». История и перспективы развития	2-29