



СОВЕТ МОЛОДЫХ
УЧЁНЫХ ИПНГ РАН

VI ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Сборник трудов

18–20 октября 2023

Москва



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

**VI ВСЕРОССИЙСКАЯ
МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

«Актуальные проблемы нефти и газа»

Сборник трудов

г. Москва
18–20 октября 2023 г.

**VI Всероссийская молодежная научная конференция
«Актуальные проблемы нефти и газа»**

Программный комитет

Сопредседатели программного комитета:

Дмитриевский Анатолий Николаевич, д.г.-м.н, академик РАН, ИПНГ РАН, г. Москва
Конторович Алексей Эмильевич, д.г.-м.н, академик РАН, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
Индрупский Илья Михайлович, д.т.н., профессор РАН, ИПНГ РАН, г. Москва

Члены программного комитета (сотрудники ИПНГ РАН):

Аникеев Даниил Павлович, к.т.н.
Богоявленский Игорь Васильевич
Ершов Алексей Валентинович
Кишанков Алексей Владимирович
Климов Дмитрий Сергеевич, к.т.н.
Колоколова Ирина Владимировна, к.г.-м.н.
Курьяков Владимир Николаевич, к.ф.-м.н.
Никонов Роман Александрович
Овчинников Вячеслав Александрович
Розман Михаил Семенович, к.э.н.
Самохвалов Никита Игоревич, к.т.н.
Сафарова Елисавета Александровна
Сидоренко Светлана Александровна, д.г.-м.н.
Сизов Олег Сергеевич, к.г.н.
Столяров Владимир Евгеньевич

Председатель оргкомитета:

Филиппова Дина Сергеевна, председатель СМУ ИПНГ РАН

Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции 18–20 октября 2023 г. – Москва: ИПНГ РАН, 2023. – 350 с.

В сборник включены материалы VI Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», проводимой Институтом проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) 18–20 октября 2023 г. в г. Москве. Освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований по проблемам нефти и газа, полученные студентами, аспирантами и молодыми сотрудниками академических институтов, вузов и отраслевых научно-исследовательских организаций. Материалы представлены в авторской редакции.

Для широкого круга специалистов, занимающихся проблемами геологии, геоэкологии и разработки месторождений нефти и газа.

СЕКЦИЯ 1:
Разработка месторождений,
численное моделирование пластов

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГДИС, ГИС, ПГИ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛИ ЗАПАСОВ В СИСТЕМЕ ТРЕЩИН, АКТУАЛИЗАЦИИ 3D ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДВОЙНОЙ СРЕДЫ И РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Абрамов Д.С.

ООО «РН-Ближневосточная Компания», РФ, 119049, г. Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2

E-mail: d.abramov@rnbvk.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью снижения отклонения фактических показателей разработки от прогнозируемых в части добычи нефти и динамики изменения обводненности для карбонатного месторождения со сложным строением емкостного пространства.

Для определения прогнозных показателей разработки карбонатного месторождения со сложным типом емкостного пространства необходимо выполнить анализ имеющихся геолого-геофизических материалов (ГТИ, керн, ГИС, ГДИС, условия осадконакопления и постседиментационные процессы) и истории разработки [1, 2]. Прогноз технологических показателей разработки и оценку коэффициента извлечения нефти рекомендуется выполнять на основании результатов расчетов 3D геолого-гидродинамической модели. При этом качество прогноза будет зависеть в большей степени от длительности исторических данных по добыче, на которые производится адаптация [1].

Для карбонатного месторождения В со сложным типом емкостного пространства, находящегося в пределах складчатого пояса Загрос в Иракском Курдистане в середине 2022 года, была построена 3D геолого-гидродинамическая модель двойной среды на основании геолого-геофизических данных по 11 разведочным скважинам, а также пробной эксплуатации 2 скважин с августа 2021 года. Моделирование трещиноватости проводилось с помощью методики IFN [3].

В результате адаптации модели и прогнозных расчетов были определены следующие параметры:

- 1) Начальные геологические запасы нефти 21660 тыс. т, в том числе:
 - a. в матрице 10779 тыс. т;
 - b. в системе трещин (с учетом связанных с трещинами каверн) 10881 тыс. т.
- 2) Фонд скважин:
 - a. 2 ННС (разведочные скважины, находящиеся в пробной эксплуатации с августа 2021 года);
 - b. 1 ЗБГС (бурение завершено в мае 2022 года, испытания завершены в июле 2022 года);
 - c. 1 ГС (проектная скважина с Lэфф 1000 м).
- 3) Извлекаемые запасы нефти 7018 тыс. т, в том числе:
 - a. из матрицы 377 тыс. т;
 - b. из системы трещин (с учетом связанных с трещинами каверн) 6637 тыс. т.
- 4) Коэффициент извлечения нефти 0,324 д. ед.:
 - a. из матрицы 0,035 д. ед.;
 - b. из системы трещин (с учетом связанных с трещинами каверн) 0,610 д. ед.

Прорыв пластовой воды к скважинам прогнозировался в 2026 году.

В соответствии с результатами расчетов 2022 года была составлена производственная программа, предусматривающая завершение строительства и ввод в эксплуатацию оборудования для глубокой подготовки обводненной продукции к началу 2026 года.

Оптимистичный прогноз по времени прорыва пластовой воды базировался, в том числе, на результатах испытания ЗБГС (рис. 1). В результате испытания был получен фонтанный приток безводной нефти с максимальным дебитом 560 т/сут на штуцере 128/64" (50,8 мм) при депрессии 1,5 МПа (Кпрод 373 т/сут/МПа).

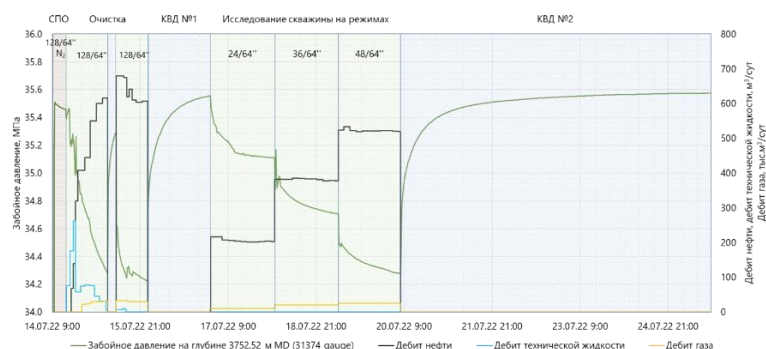


Рис. 1. Технологическая карта испытания ЗБГС на месторождении В

ЗБГС был введен в пробную эксплуатацию в октябре 2022 года. В процессе вывода на режим был зафиксирован прорыв пластовой воды в ноябре 2022 года. В январе 2023 года был зафиксирован прорыв пластовой воды в одной из двух разведочных скважин, находящихся в пробной эксплуатации. В связи с неподтверждением динамики обводненности по скважинам 3D геолого-гидродинамическая модель месторождения В была актуализирована. Основными данными для актуализации стали результаты переинтерпретации данных электрических микроимджеров (табл. 1).

Таблица 1. Результаты переинтерпретации электрических микроимджеров

Скв.	Данные, доступные в 2022 году					Данные, полученные после переинтерпретации в 2023 году				
	Апертура	Емкость	Плотность	Тип трещин	Азимут	Апертура	Емкость	Плотность	Тип трещин	Азимут
1	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
2	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
4	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
6	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
7	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
10	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+
11	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Также при актуализации 3D геолого-гидродинамической модели месторождения В были учтены результаты регистрации длительных КВД, которые были получены в результате остановки экспорта нефти из Иракского Курдистана в марте 2023 года (рис. 2, 3). Интерпретация данных длительных КВД в остановленных скважинах (2 ННС и 1 ЗБГС) позволила определить параметры двойной среды [4] и долю запасов нефти в системе трещин, которая составила в среднем 25–28 %.

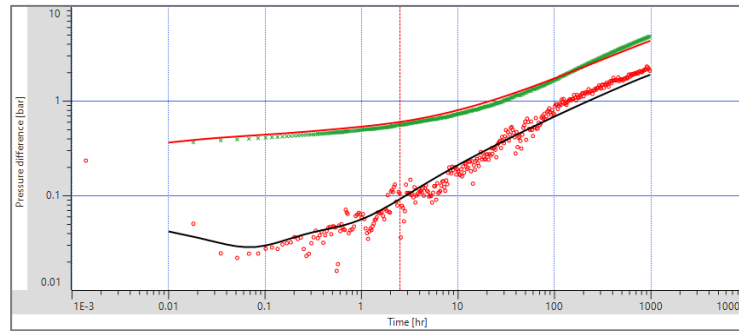


Рис. 2. Диагностический график длительной КВД скважины В11

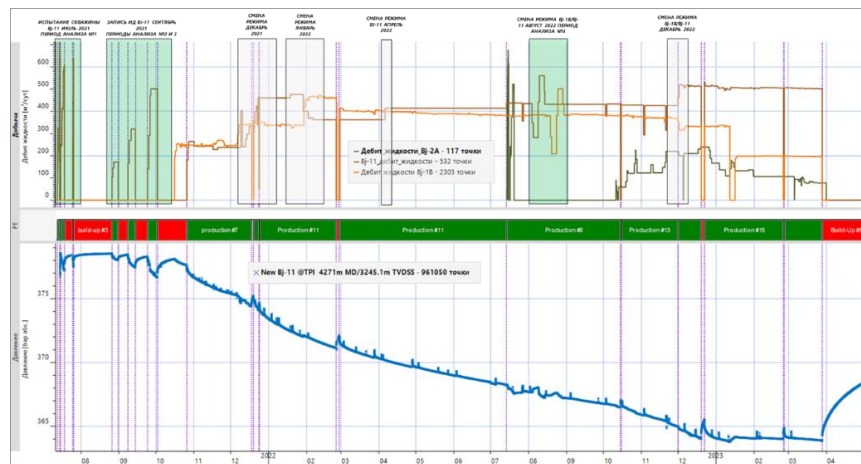


Рис. 3. Технологическая карта пробной эксплуатации скважины В11

В результате анализа новых данных актуализирована петрофизическая и 3D геологическая модель месторождения В (рис. 4).

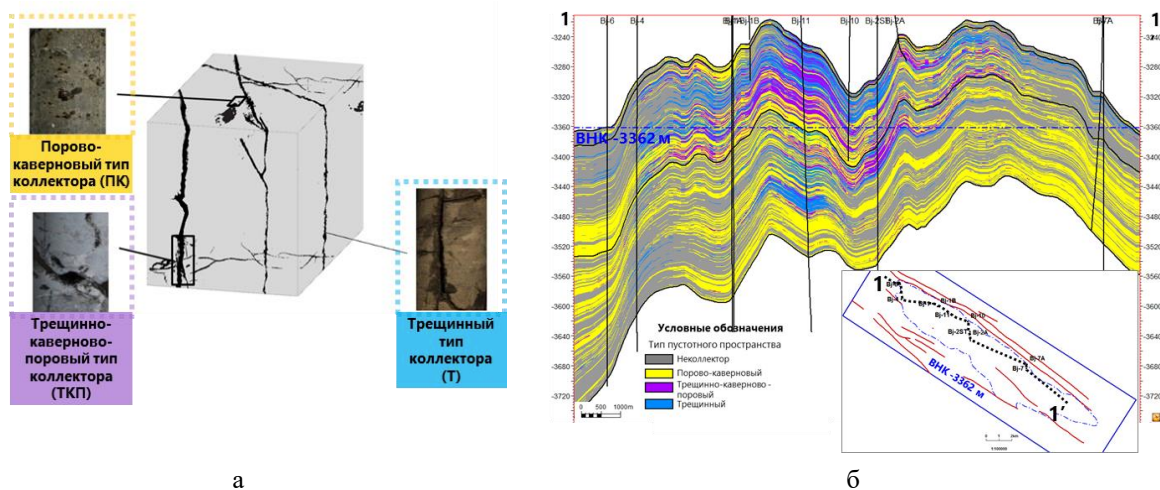


Рис. 4. Результаты актуализации петрофизической (а) и 3D геологической (б) моделей месторождения В

Адаптация 3D гидродинамической модели месторождения В выполнялась как на результаты фактических технологических показателей в процессе пробной эксплуатации (рис. 5), так и на результаты ПГИ (рис. 6). Также в ННС В1 и ЗБГС В2 выполнена адаптация фактического времени прорыва пластовой воды.

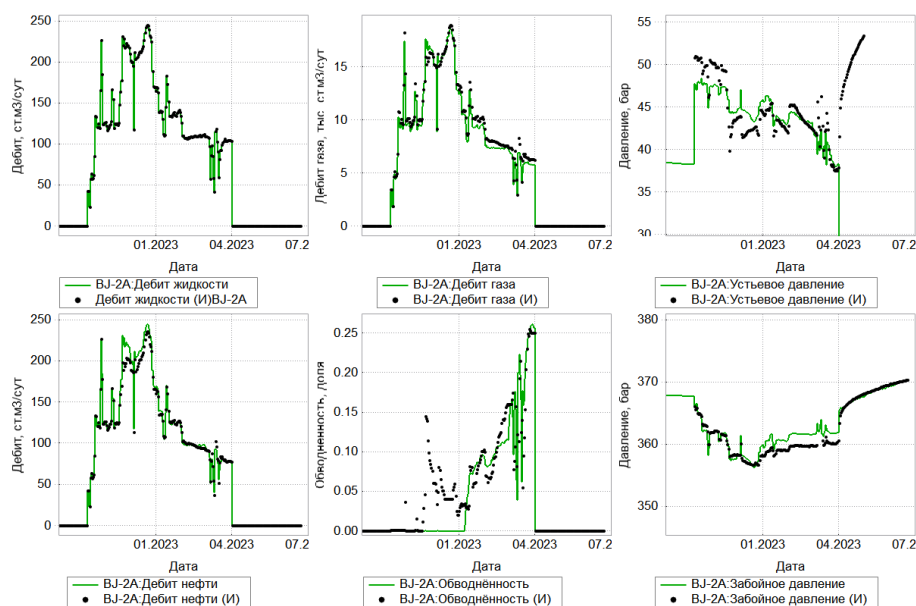


Рис. 5. Адаптация 3D гидродинамической модели на результаты пробной эксплуатации

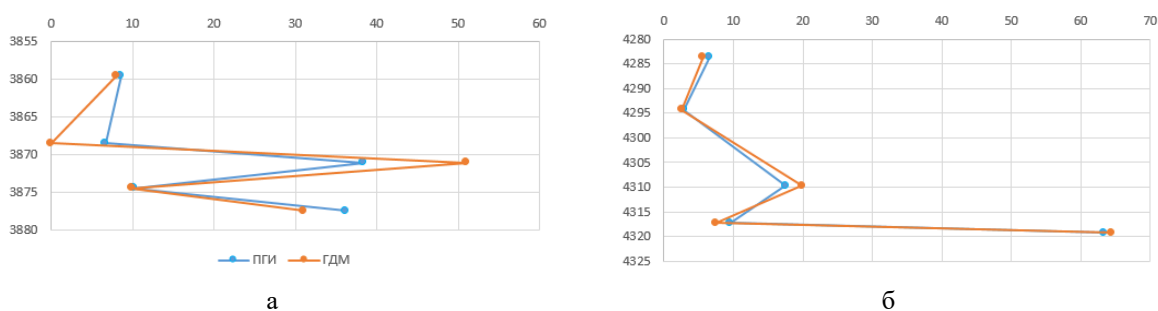


Рис. 6. Адаптация 3D гидродинамической модели на результаты ПГИ по скважинам ННС В1 (а) и В11 (б)

В результате актуализации 3D геолого-гидродинамической модели и прогнозных расчетов были определены следующие параметры:

- 1) Начальные геологические запасы нефти 21743 тыс. т, в том числе:
 - а. в матрице 15790 тыс. т;
 - б. в системе трещин (с учетом связанных с трещинами каверн) 5953 тыс. т.
- 2) Фонд скважин:
 - а. 2 ННС (разведочные скважины, находящиеся в пробной эксплуатации с августа 2021 года);
 - б. 1 ЗБГС (в пробной эксплуатации с октября 2022 года);
 - с. 1 ГС (проектная скважина с Лэфф 1000 м).
- 3) Извлекаемые запасы нефти 3905 тыс. т, в том числе:
 - а. из матрицы 1453 тыс. т;
 - б. из системы трещин (с учетом связанных с трещинами каверн) 2453 тыс. т.
- 4) Коэффициент извлечения нефти 0,180 д. ед.:
 - а. из матрицы 0,092 д. ед.;
 - б. из системы трещин (с учетом связанных с трещинами каверн) 0,412 д. ед.

Выводы

1. В результате переобработки и интерпретации данных электрических микроимиджеров по единой методике были определены количественные параметры трещин, которые напрямую были использованы при построении модели трещиноватости IFN.
2. Результаты петрофизического и геологического моделирования (линейные и геологические запасы в матрице и системе трещин) коррелируются с результатами интерпретации данных ГДИС.
3. В результате адаптации актуализированной в 2023 году 3D геолого-гидродинамической модели месторождения В и расчета прогнозных показателей разработки произошло значительное снижение ОИЗ, КИН, а также скорректирована динамика обводненности по скважинам.

Литература

1. *Aguilera R.* Geologic and engineering aspects of naturally fractured reservoirs // CSEG RECORDER. 2003. Vol. 28, No. 2. <https://csegrecorder.com/articles/view/geologic-and-engineering-aspects-of-naturally-fractured-reservoirs> (Дата обращения 16.09.2023).
2. *Aguilera R.* Geologic aspects of naturally fractured reservoirs // The Leading Edge. 1998. Vol. 17, No. 12. P. 1667–1670. <https://doi.org/10.1190/1.1437912>
3. *Козяев А.А., Шуковский Р.М., Закревский К.Е.* Моделирование трещиноватости. Практикум по DFN в Petrel 2016–2019. М.: Изд-во МАИ, 2019. 96 с.
4. *Узе О., Витуря Д., Фьярэ О.* Анализ динамических потоков. KAPPA Engineering, 2009. 358 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЗОТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Бадриева Ф.Р.*, Назарова Л.Н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
*E-mail: *faizzzaaaa@mail.ru*

Актуальность работы обусловлена тем, что в России для поддержания пластового давления, как правило, используется заводнение, но в мировой практике распространена также закачка газа. Данный опыт может найти применение и на российских месторождениях. Например, для меловых и юрских отложений Западной Сибири, которые, в основном, являются гидрофобными, что определяет их низкую фазовую проницаемость по воде и низкую приемистость нагнетательных скважин, закачка газа может привести, в конечном итоге, к существенному снижению пластового давления.

Опыт применения азота в качестве агента поддержания давления в России крайне мал, реализация подобных проектов вызывает очень много вопросов. Вопросы эффективности закачки азота в нефтенасыщенные пласты были рассмотрены в работах [1–5], одним из самых крупных и успешных проектов является месторождение в Мексике.

Для обоснования целесообразности закачки азота в пласт в качестве агента поддержания пластового давления в данной работе были рассмотрены месторождения, где реализовывались проекты, основанные на использовании азота в качестве закачиваемого агента. Выявлены зависимости влияния тех или иных параметров на процесс смешивания. А именно:

- процесс полного смешивания происходит при достижении минимального давления смешивания;
- повышение температуры вызывает снижение минимального давления смешиваемости;
- при уменьшении тяжелых компонентов и увеличении легких давление смешиваемости уменьшается.

Был проведен сравнительный анализ геолого-физических характеристик месторождений и оценено их влияние на эффективность закачки азота в пласт.

В результате расчетов на гидродинамическом симуляторе компании RFD «TNavigator» была доказана эффективность закачки азота в пласт, представленный пластовой залежью, в низкопроницаемом коллекторе, геолого-физические свойства которого можно увидеть в табл. 1.

Таблица 1. Геолого-физические характеристики пласта

ГФХ пласта	Значение
1	2
Средняя глубина залегания кровли (абс. отм.), м	1809
Тип залежи	Пластовая
Средняя общая толщина, м	17,0
Средняя газонасыщенная толщина, м	0
Средняя эф. нефтенасыщенная толщина, м	14,0

Продолжение таблицы 1

1	2
Средняя эф. водонасыщенная толщина, м	21,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,62
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,75
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,57
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	1,8
Начальное пластовое давление, МПа	18,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,05
Вязкость нефти в поверхн. условиях (20 °С), мПа·с	1,0
Плотность нефти в пластовых усл., кг/м ³	850
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,180
Давление насыщения нефти газом, МПа	180,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,50
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1005
Объемный коэффициент воды, ед.	1,000

Результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2. Сравнение технологических показателей при разных режимах

Технологические показатели при закачке азота в низкопроницаемый пласт		
	Заводнение	Закачка газа
КИН, %	7 %	17 %
Накопленная добыча, млн т	5,08	12,26
Среднее пластовое давление по месторождению на конец расчетов, бар	121,6	175,6

На основе результатов были сделаны следующие выводы:

1. В низкопроницаемом коллекторе с проницаемостью менее 9 мкм² при разработке с применением заводнения КИН не превышает 7 %.
2. Влияние закачиваемой воды сказывается вблизи призабойной зоны нагнетательной скважины (около 100 м).
3. Закачка азота позволяет улучшить технологические показатели разработки. Накопленная добыча увеличилась в 2,4 раза, Среднее давление по пласту на конец расчета составило 175,6 бар. Значение КИН увеличилось с 7 до 17 %.

Литература

1. *Belhaj H., Khalifeh, H.A., Javid K.* Potential of nitrogen gas miscible injection in south east assets, Abu Dhabi // North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 15–17 April 2013. Paper SPE-164774-MS. <https://doi.org/10.2118/164774-MS>
2. *Guzmann M.S.* Review of a forgotten technology with high potential – the world largest nitrogen based IOR project in the supergiant field Cantarell, Mexico // SPE Russian Oil and Gas

Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171239-MS. <https://doi.org/10.2118/171239-MS>

3. *Vazquez A.J., Guerrero R., Ancona M.A. et al.* Immiscible nitrogen injection: A challenging experience on depleted naturally fractured reservoir // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 10–13 November 2014. Paper SPE-171816-MS. <https://doi.org/10.2118/171816-MS>

4. *Hamdi Z., Awang M., Basyouni A. et al.* Comparison of CO₂ and nitrogen injection at low temperatures in high temperature reservoirs for improving oil recovery // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 7–10 November 2016. Paper SPE-182892-MS. <https://doi.org/10.2118/182892-MS>

5. *Игнатьев Н.А., Синцов И.А.* Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности // *Фундаментальные исследования*. 2015. № 11. Ч. 4. С. 678–682.

ОЦЕНКА ПРОФИЛЯ ПРИТОКА НА ОСНОВЕ ЭФФЕКТА КАЛОРИМЕТРИЧЕСКОГО СМЕШИВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕОДНОРОДНОГО КОЛЛЕКТОРА С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ АНОМАЛИЙ

Бакинова Е.В.^{1*}, Кременецкий М.И.^{1,2}, Соловьева В.В.^{1,2}

1 – ООО «Газпромнефть НТЦ»,

РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д

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

РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*E-mail: *katya-bakinova@mail.ru*

Термические исследования играют ключевую роль в оценке профиля притока в скважинах, они имеют высокую информативность в современной нефтегазовой отрасли. Эти исследования представляют собой важный инструмент для оптимизации процессов добычи, контроля и разработки нефтяных и газовых месторождений.

В современном мире основное внимание с научной точки зрения сконцентрировано на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, которые характеризуются разнообразными коллекторами и аномально низкой проницаемостью. Эффективным методом для их разработки считается использование горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. Одной из важных задач в данной работе является контроль за динамикой добычи из пласта. Важной частью исследований в области исследования скважин является определение профиля притока. Применение стандартных промыслово-геофизических методов оказывается малоэффективным из-за сложной структуры пустотного пространства, наличия многофазного потока и низкой проницаемости коллектора. В связи с этим растет интерес к методам исследования добывающих горизонтальных скважин, информационный потенциал которых пока не полностью раскрыт.

В данной работе проводится анализ эффективности количественной оценки доли пластов в потоке на основе одного из наиболее информативных термодинамических эффектов – калориметрического смешивания.

Эффект калориметрического смешивания давно применяется в промыслово-геофизических исследованиях скважин и подробно описывается в литературе [1].

Согласно классическому описанию этого эффекта, в стволе скважины, в зоне отдающего пласта, происходит мгновенное смешивание двух потоков флюида. Первый поток движется вдоль ствола скважины в направлении к подошве пласта и характеризуется параметрами, такими как объемная теплоемкость $C_{\text{под}}$, расход $Q_{\text{под}}$ и температура $T_{\text{под}}$. Второй поток поступает из самого пласта и характеризуется объемной теплоемкостью $C_{\text{пл}}$, расходом $Q_{\text{пл}}$ и температурой $T_{\text{пл}}$. Аналогичные характеристики существуют и для смеси флюидов в кровле интервала притока, где имеются параметры $C_{\text{кр}}$, $Q_{\text{кр}}$, $T_{\text{кр}}$.

Данный эффект описывается приближенным соотношением:

$$C_{\text{под}} Q_{\text{под}} T_{\text{под}} + C_{\text{пл}} Q_{\text{пл}} T_{\text{пл}} = C_{\text{кров}} Q_{\text{кров}} T_{\text{кров}}$$

Основной сложностью использования данного соотношения для оценки доли пластов в притоке является необходимость точного определения температуры поступающего из пласта флюида $T_{пл}$. При этом в качестве фоновой температуры может выступать значение температуры коллектора в скважине, которая либо изначально не работала, либо находилась в состоянии простоя в течение продолжительного времени, либо после сильного воздействия на пласт.

Метод, предложенный авторами для решения данной задачи, включает в себя сравнение термограмм, полученных в периоды стабильной работы скважины и после ее остановки. Этот метод основан на анализе схожести изменения температуры со временем при запуске скважины и при прекращении притока из пласта. Благодаря этому можно оценить температуру потока флюида в любой момент времени после запуска скважины, используя данные, полученные после ее остановки.

Эта концепция иллюстрируется на рис. 1а, где линии с индексом $T_{пл}$ отображают изменение температуры на стенке скважины с течением времени Δt в условиях циклической работы пласта. Исходная (фоновая) температура в скважине и окружающей среде поддерживается постоянной и обозначается как $T_{ф} = \text{const}$. В цикле притока значение $T_{пл} = T_{пл}'$ соответствует температуре флюида, поступающего из пласта, и это значение естественным образом убывает со временем. Во временном интервале последующей остановки значение $T_{пл} = T_{пл}''$ постепенно возрастает.

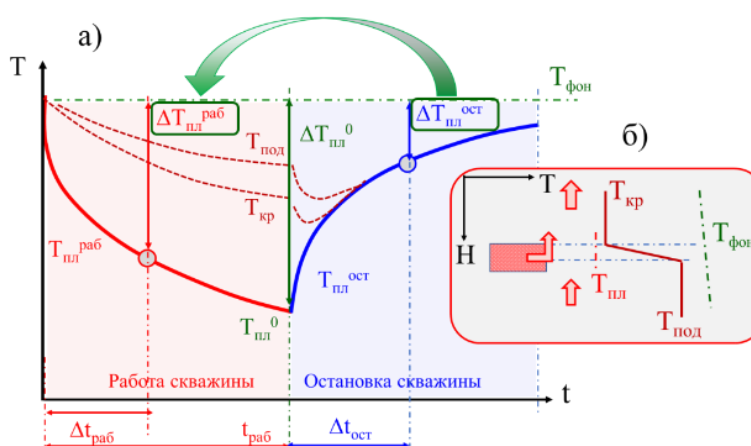


Рис. 1. Иллюстрация метода сравнения термограмм: а – поведение температуры $T_{пл}$ на стенке скважины от времени Δt в интервале отдающего газоносного пласта в цикле притока и в остановленной скважине; б – аномалия смешивания в стволе скважины в интервале пласта

Измерить температуру, близкую к значению $T_{пл}$, внутри ствола скважины можно только в ограниченный период времени. В момент притока флюида в ствол скважины движение газожидкостной смеси по стволу скрывает возможность измерения. Поведение температуры в стволе скважины с течением времени на глубине подошвы и кровли пласта в этот период характеризуется пунктирными кривыми $T_{под}$ и $T_{кр}$ на рис. 1а [2].

Экранирующий эффект сохраняется и проявляется сразу после прекращения работы скважины, и его интенсивность с течением времени уменьшается. Длительность времени, в течение которого данный эффект оказывает существенное воздействие, составляет от одного до нескольких часов. Температура $T_{пл}'$, измеренная в стволе в статике в произвольный момент

времени после завершения данного периода, может быть использована для определения значения $T_{пл}''$ в любой момент времени после запуска скважины.

Аналогичное поведение температуры со временем как в работающей, так и в остановленной скважине позволяет установить приближенную связь между величинами $T_{пл}''$ и $T_{пл}'$ в произвольные моменты их регистрации, соответственно $\Delta t'$ и $\Delta t''$.

Для подтверждения возможности и точности решения данной задачи, авторы провели термомоделирование. Они выполнили несколько серий численных экспериментов на термодинамической модели «скважина–пласт», чтобы проанализировать, как меняется температура в скважине во время цикла «работа–остановка». Каждая серия экспериментов включала расчеты для конкретных значений продолжительности цикла притока и дебита, а также объединяла расчеты, выполненные при различных свойствах коллектора (включая фильтрационную емкость), тепловых характеристиках пласта и флюида, а также геометрию трещин, учитывая максимально возможные изменения всех этих параметров в доступных диапазонах.

Важно отметить, что влияние свойств пластовой системы, таких как фильтрационно-емкостные свойства коллектора и длины трещин, на температуру является наибольшим. В зависимости от параметров скважины и пласта меняются значения коэффициентов $\Delta T_{раб} = T_{фон} - T_{ост}$ (разница между начальной температурой фона и температурой после остановки) и $\Delta T_{ост} = T_{ост} - T_{пл}$ (разница между температурой после остановки и температурой пласта), которые используются для прогнозирования температуры флюида, поступающего из пласта. С увеличением времени измерений в статике, погрешность оценки температуры пласта $T_{пл}$ увеличивается, так как разница между указанными коэффициентами уменьшается (рис. 2а).

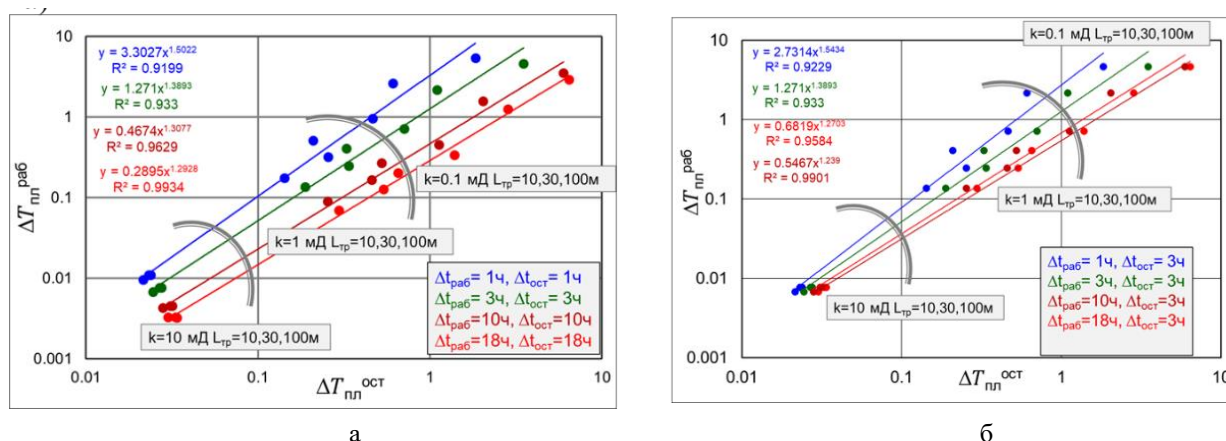


Рис. 2. Кросс-плоты со связями приращений температур на стенке работающей $\Delta T_{пл}^{раб}$ и остановленной $\Delta T_{пл}^{ост}$ скважины в интервале отдающего пласта, отличающиеся продолжительностями периодов работы $\Delta t_{раб}$ и простоя $\Delta t_{ост}$ скважины (объяснение различий в случаях «а» и «б» приведено в тексте)

Также был проведен анализ чувствительности для случая, когда времена измерений после остановки и работы скважины различаются. Подобная зависимость представлена на рисунке 2б. По полученной зависимости можно сказать, что расхождение на разных временах измерений минимально и оказывает незначительное воздействие на оценку профиля притока.

В данном исследовании была проведена оценка эффективности количественного определения доли пластов в притоке с использованием одного из наиболее информативных термодинамических эффектов – калориметрического смешивания. Авторы провели моделирование изменения температуры в зоне смешивания, учитывая характеристики фильтрационной емкости коллектора и особенности вскрытия пласта. Кроме того, представили оригинальную методику, которая предполагает определение температуры флюида, поступающего из пласта, на основе сходства в поведении температуры в работающей и остановленной скважинах. Эта методика была протестирована на горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта, и в результате оценка дебита имеет информативные значения.

Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 238 с.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 660 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН. ВНЕДРЕНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОДАЧИ ПАВ

Гусейнов Э.Б.^{1*}, Зарипов А.Т.^{2}**

1 – ООО «Арктик СПГ 2», РФ, 117393, г. Москва, ул. Академика Пилюгина, д. 22

2 – ТатНИПИНефть, РФ, 423236, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

*E-mail: *elkin-93@mail.ru, **zat@tatnipi.ru*

На поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений в условиях пониженного пластового давления и уменьшения дебитов скважин до критических значений на забое и в призабойной зоне пласта происходит процесс накопления жидкости, который приводит к неустойчивой работе и самопроизвольной остановке (далее – самозадавливание) скважин. Процесс самозадавливания вызывает нарушение стабильного режима фонтанирования, сокращение дебитов углеводородной продукции, повышение рисков гидратообразования, возникает необходимость сепарации и утилизации значительных количеств жидкости [1–4].

В настоящее время траектории скважин нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) – преимущественно наклонно-направленные с горизонтальным заканчиванием. Для пласта БУ1-2 НГКМ характерно оснащение скважин обсадными колоннами и насосно-компрессорными трубами (НКТ) большого диаметра, более половины скважин пласта БУ1-2 эксплуатируются лифтовыми колоннами с диаметром 168 и 178 мм. Причина использования на скважинах НКТ большого диаметра заключается в намерении снизить гидравлические потери на трение в начальный период эксплуатации, когда скважины работали с очень большими дебитами (порядка 2–4 млн м³/сут), при этом добыча осуществлялась как по трубному, так и по затрубному пространству. На текущий момент дебиты скважин снизились и по состоянию на сегодняшний день находятся в диапазоне 150–1250 тыс. м³/сут. По ряду скважин в исторический период дебиты снизились до критических величин (во многом зависящих от диаметра НКТ), для которых скорости потока недостаточно, чтобы обеспечить вынос жидкости, по этой причине в бездействии на НГКМ на объекте БУ1-2 находятся 8 скважин из 16. На двух скважинах реализованы геолого-технические мероприятия (ГТМ) методом забуривания бокового ствола (ЗБС).

Выполненные ЗБС на скважинах пласта БУ1-2 оказались неэффективными по причине аномально-низкого пластового давления. Бурение боковых стволов (БС) на пласты с коэффициентом аномальности (Кан) ниже 0,6 ед. сопряжено с высокими рисками снижения продуктивности за счет использования кольматирующего материала и возможного авто-ГРП в процессе бурения БС и цементирования потайной колонны.

Также проведение ЗБС является дорогостоящим мероприятием.

С целью повышения эффективности мероприятий по поддержанию устойчивой работы скважин НГКМ пласта БУ1-2, продления срока службы эксплуатации, на одной из скважин-кандидатов была реализована подача поверхностно-активного вещества (ПАВ) с использованием системы закачки с капиллярной полимерно-металлической трубкой (КПМТ), подвешенной внутри колонны НКТ на заданный интервал фильтра-хвостовика (рис. 1).

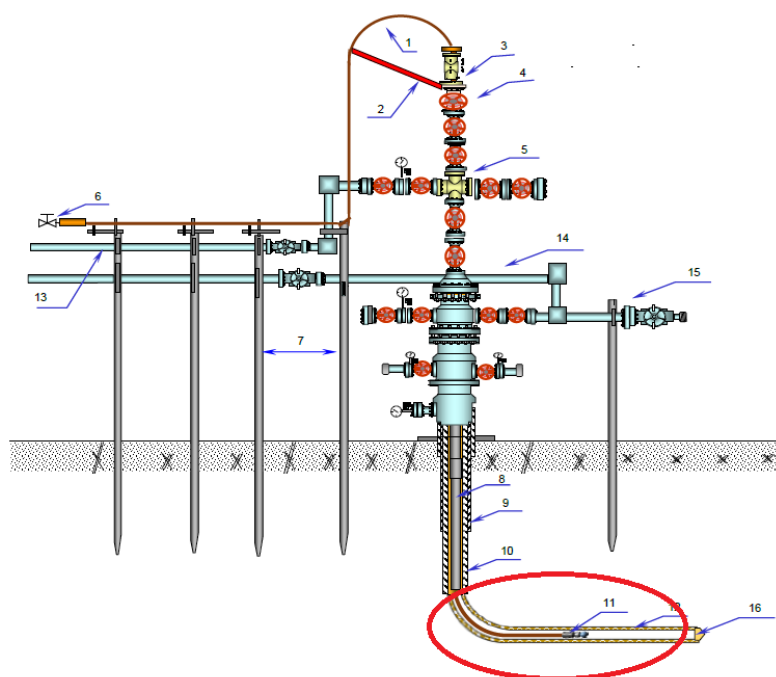


Рис. 1. Компоновка устья и ствола газоконденсатной скважины с КПМТ

Перед спуском КПМТ в скважину-кандидата была создана цифровая модель скважины на основе фактической геолого-технической информации, затем выполнена настройка модели на параметры работы скважины при газодинамических исследованиях (ГДИ) и газоконденсатных исследованиях (ГКИ). В результате настройки на данные ГДИ и ГКИ достигнуто соответствие расчетных и фактических параметров. Относительная погрешность расчетных и измеренных величин в процессе ГДИ–ГКИ по скважине-кандидату не превышает 5 %.

По результатам моделирования в программном обеспечении (ПО) OLGA действия ПАВ с использованием описанного метода на модели скважины было установлено:

- скорость доставки ПАВ в интервал локального скопления – важный фактор в плане поддержания стабильного режима самозадавливающейся скважины;
- при подаче ПАВ в затрубное пространство цифровая модель полностью описывает самозадавливание скважины при низких концентрациях ПАВ;
- залповые обработки, как и подача сухого газа в затруб от скважины-донора, позволяют ускорить доставку ПАВ до низа НКТ, но этого может быть недостаточно для стабилизации режима работы скважины с высокой обводненностью продукции (ВГФ);
- при подаче ПАВ в затрубное пространство скорость доставки и эффективность действия ПАВ зависят от расхода – чем выше расход, тем выше концентрация ПАВ и соответственно возможность избежать самозадавливания;
- обработки на ГФУ способствуют повышению эффективности действия ПАВ за счет лучшего вспенивания;
- подача ПАВ по капилляру способна ускорить доставку ПАВ в интервал локального скопления более чем в 3 раза по сравнению с подачей в затруб, также за счет этого достигается более

высокая концентрация реагента в месте скопления, а значит и улучшение условий вспенивания и выноса жидкости;

– за счет более высоких концентраций и скорости доставки ПАВ при подаче КПМТ возможно снижение потребного расхода дорогостоящего реагента для стабилизации режима работы скважины;

– примененный подход к заданию действия ПАВ на цифровой модели и используемая методика расчета ПАВ позволили достичь хорошей сходимости фактических и расчетных параметров.

Таким образом, дополнительная добыча от реализации Проекта КПМТ обеспечило дополнительный объем УВС: СОГ – 247,95 млн м³, ДЭК – 16,86 тыс. т, при обеспечении расхода ПАВ в точку установки КПМТ в фильтровой части скважины не менее 4–5 л/ч.

Использование капилляра для подачи ПАВ обладает рядом преимуществ:

- Ускоренная доставка ПАВ на забой;
- Целенаправленное воздействие на интервал локального скопления жидкости;
- Оптимизация расхода реагента;
- Продление срока службы при эксплуатации скважин, работающих на пласт БУ1-2, без проведения дорогостоящего капитального ремонта скважин (ЗБС и т. п.) до момента полной остановки;
- Снижение темпа падения добычи УВС в целом по НГКМ;
- Увеличение КИГ валанжинского объекта эксплуатации БУ1-2;
- Снижение воздействия на окружающую среду за счет уменьшения количества продувок скважин на факельную линию.

Литература

1. *Ахмедов Б.Г., Бузинов С.Н.* Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки. М.: ВНИИЭгазпром, 1980. 38 с.
2. *Тер-Саркисов Р.М.* Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.
3. *Stephenson G.B., Rouen R.P., Rosenzweig M.H.* Gas-well dewatering: A coordinated approach // SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, 1–3 February 2000. Paper SPE-58984-MS. <https://doi.org/10.2118/58984-MS>
4. *Boswell J.T., Hacksma J.D.* Controlling liquid loadup with continuous gas circulation // SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 9–11 March 1997. Paper SPE-37426-MS. <https://doi.org/10.2118/37426-MS>

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ПРОТИВОПЕСОЧНОГО ФИЛЬТРА ПО АДДИТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ГРАНУЛИРОВАННОГО СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Дрозд А.С.^{*}, Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*E-mail: *idrozd1999@gmail.com*

В настоящее время существует проблема выноса песка из скважины, которая обуславливается добычей из слабосцементированных коллекторов, высокой депрессией, а также загрязненностью призабойной зоны [1]. В свою очередь песок негативно влияет на темпы отбора пластового флюида и износу подземного и наземного оборудования, что ведет за собой увеличение операционных затрат [2, 3]. Для решения данной проблемы применяют фильтры различных конструкций, их можно разделить на классы: щелевые, перфорированные, каркасно-стержневые, проволочные, сетчатые и фильтр с опорным элементом [1]. Во всем разнообразии нет стандартного и многофункционального фильтра, поэтому они постоянно дорабатываются и появляются новые. В данной работе речь пойдет о возможности создания внутрипластового фильтра, сформированного из полимерных гранул, где за счет термического спекания происходит формирование проницаемого для пластовых флюидов полимерного фильтра, препятствующего поступлению песка в скважину [4].

В работе исследована потенциальная возможность создания противопесочных фильтров из несшитого и радиационно-сшитого полиэтилена в призабойной зоне газовых скважин с применением аддитивных технологий, включая 3D-печать. Установлено, что из несшитого полиэтилена может быть получена полимерная нить, но из нее не удастся получить качественные изделия по технологии 3D-печати. Вместе с тем установлено, что полиэтилен в виде гранул после обработки ионизирующим излучением можно использовать по аналогичной аддитивной технологии для создания внутрипластового фильтра путем спекания непосредственно в пластовых условиях.

В качестве материала для создания внутрипластового фильтра предложен полиэтилен с размером гранул 0,2–0,8 мм. Особенностью полиэтилена является узкий диапазон температуры размягчения, который близок к температуре плавления, что создает свои трудности в создании проницаемой структуры. Данную проблему решает обработка термопластичного полимера ионизирующим излучением, после которой температурный диапазон размягчения полиэтилена увеличивается и процесс создания прочной проницаемой структуры становится предсказуемым и контролируемым.

Данное исследование проводилось в рамках развития работ по реализации технологии ИПНГ РАН, защищенной патентом РФ [4]. Целью работ было уточнение технологических параметров и режимов обработки призабойной зоны добывающих скважин для создания внутрипластовых фильтров на основе гранулированного полиэтилена. В результате проведенных лабораторных исследований выяснилось, что основными параметрами при создании внутрипластового фильтра является: температура и время обработки. Данные параметры определялись с использованием лабораторного сушильного шкафа ШС-80-02 СПУ и были подобраны в диапазоне температур 125–140 °С при длительности обработки 1,5–3 часа до образования прочной структуры.

Также немаловажным параметром является доза ионизирующего излучения. Для анализа были взяты полиэтилен без облучения и с поглощенной дозой 60 и 90 кГр, полученные образцы представлены на рис. 1. На рис. 1 видно, что без облучения получается бесформенный образец (первый слева), чего нельзя сказать про модели, полученные при облучении с поглощенной дозой 60 и 90 кГр, образующие структурную, пористую среду.



Рис. 1. Образцы, полученные путем спекания различной поглощенной дозы

Создание противопесочного внутрипластового фильтра предлагается по технологии закачивания суспензии гранул полиэтилена в пласт при помощи ЦА-320 с последующим прогревом призабойной зоны при помощи паровой промышленной установки до расчетных параметров [4].

Также были произведены измерения проницаемостей по воде полученных образцов, результаты которых представлены в табл. 1.

Таблица 1. Фильтрационные свойства фильтров, полученные путем спекания термопластичного полимера

№ образца	Поглощенная доза, кГр	Проницаемость, Д
1	60	97,6
2	60	92,7
3	90	89,5
4	90	95,1

Из полученных результатов, приведенных в табл. 1 и рис. 1 видно, что сшитый гранулированный полиэтилен сохраняет пористую структуру и объем гранулированного полиэтилена, а несшитый – образует сложную массу, не обладающую проницаемостью.

Вывод

По результатам экспериментальных исследований фильтрационных свойств установлено, что гранулированный полиэтилен может быть использован для создания внутрипластового фильтра для ограничения выноса песка в скважину.

Литература

1. *Малюков В.П., Старовойтова Ю.И.* Совершенствование технологий ограничения выноса частиц породы при разработке месторождений углеводородов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2018. № 3. С. 61–68. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2018-3-0-61-68>

2. *Емельянов Д.В.* Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 49–55.

3. *Камалетдинов Р.С., Лазарев А.* Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 6–13.

4. *Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.* Пат. RU 2784877 С1. Способ ограничения выноса песка в добывающие скважины. № 2022105377; Заявл. 01.03.2022; Опубл. 30.11.2022 // Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 34. 6 с. <http://www1.fips.ru>

АНАЛИЗ ИНФОРМАТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОМЕТРИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ДЛЯ КОНТРОЛЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Ерастова В.А.*, Кременецкий М.И.

ООО «Газпромнефть НТЦ», РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д
*E-mail: *victoria.erastova@yandex.ru*

Актуальность работы обусловлена поиском новых технологий по увеличению нефтедобычи и оценке различных параметров пласта, которые применяют при эксплуатации горизонтальных скважин. Одним из самых распространенных методов по увеличению нефтедобычи в горизонтальной скважине является МСГРП, который подразумевает под собой последовательное выполнение гидроразрыва пласта в одной скважине.

Проведение МСГРП приводит к образованию протяженных трещин, параметры которых необходимо количественно оценивать для дальнейшего планирования гидроразрыва, а также обнаруживать их расположение, раскрытость и направление.

Термометрия скважин является базовым методом контроля трещин ГРП как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах. Однако стоит вопрос, насколько информативен метод термометрии при оценке протяженности трещин.

Данная работа направлена на общий мониторинг состояния скважины и состояния пласта с помощью термических исследований, на анализ поведения теплового поля в вертикальной и горизонтальной скважинах при возникновении трещины ГРП, а также на анализ информативности термических исследований в горизонтальных скважинах с МСГРП.

В работе были разработаны и изучены различные технологии, включающие циклические процессы закачки и отбора жидкости, исследовано влияние этих циклов на поведение температурного поля. Моделирование температурных полей при различных параметрах системы позволило анализировать изменения температуры и давления в процессе исследования, учитывая геометрические характеристики трещин.

Для начала было проанализировано поведение теплового поля в скважине, вскрывающей пласт без трещины. Поведение результатов измерений термометрии при отсутствии трещины в пласте авторы наблюдали на модели, которая представлена вертикальной скважиной, вскрывающей однородный пласт. Эта модель является базовой в области данных исследований. Были использованы два цикла работы скважины. Для одной модели после цикла работы сразу же начиналась релаксация теплового поля, для другой – после интенсивной закачки следовал цикл отбора и затем уже релаксация теплового поля.

На рис. 1 представлен график зависимости температуры относительно времени в вертикальной скважине, вскрывающей пласт различной проницаемости без трещины. Зависимости, полученные для пластов различной проницаемости, являются очень слабыми. Инвариантным параметром в данном случае является количество закачиваемого флюида. Чем меньше дебит, тем быстрее восстанавливается температура в пласте.

Для анализа поведения температурного поля в вертикальной скважине, вскрывающей пласт с трещиной, использовалась модель, где трещина представляется вертикальным каналом с прямоугольным осевым сечением с большой проницаемостью.

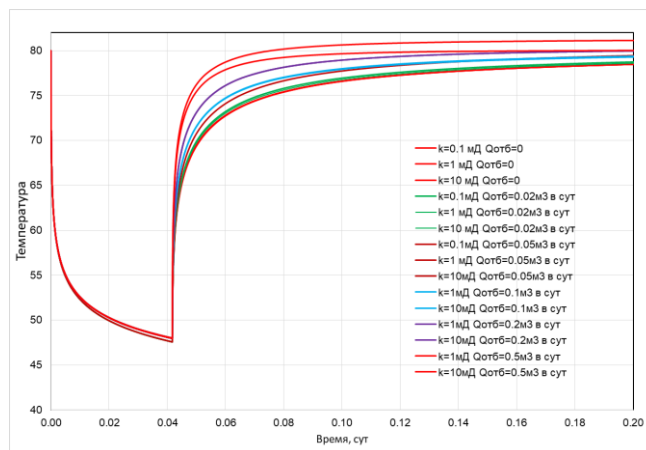


Рис. 1. Зависимости температуры относительно времени для различных отборов (0,02 м³/сут; 0,05 м³/сут; 0,1 м³/сут; 0,2 м³/сут; 0,5 м³/сут), проницаемостей пласта (0,1 мД; 1 мД; 10 мД), объеме закачки 0,33 м³/сут и времени закачки 1 час

Здесь зависимости меняют свой характер, который заключается в наличии влияния на показания температуры проницаемости пласта и длины трещины (рис. 2).

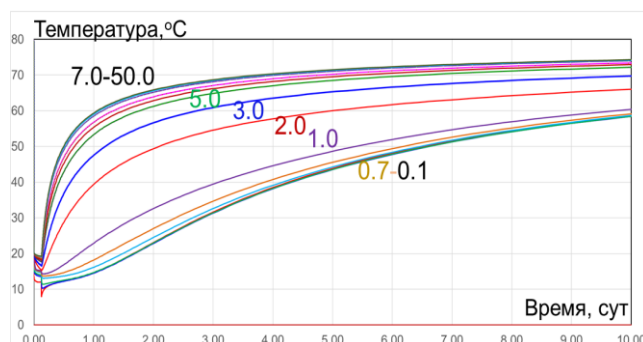


Рис. 2. Зависимость температуры от времени в пласте с трещиной ГРП, дебит закачки составляет 10 м³/сут на 1 м пласта, время закачки 72 ч, проницаемость 3 мД, шифр кривых – длина трещины, м

В этом случае появляется новая информационная возможность количественной оценки параметра пласта и трещины, которая заключается в сопоставлении результатов измерений при разных длительностях и интенсивностях закачки.

На рис. 3 приведена термодинамическая палетка, где авторы сравнивают результаты измерений термометрии при разной длительности закачки. Данная палеточная зависимость позволяет определять параметры пласта и трещины в определенном диапазоне значений. Здесь кросс-плот работает для трещин длиной от 5 до 35 метров и проницаемости пласта до 30 мД.

Для того чтобы повысить информативность данной технологии, следует после цикла закачки использовать цикл отбора.

На рис. 4 представлен кросс-плот, который подразумевает использование цикла отбора после цикла закачки. Можно заметить, как область информативности увеличивается, и появляется возможность количественной оценки параметров трещины и пласта в максимально возможном диапазоне.

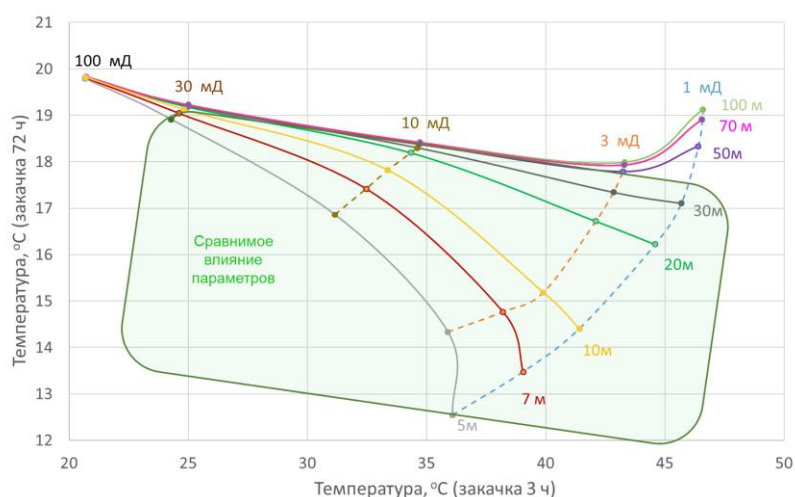


Рис. 3. Кросс-плот для закачки $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ в течение 3 ч и 72 ч, после каждого цикла остановка на 5 ч и снятие замеров

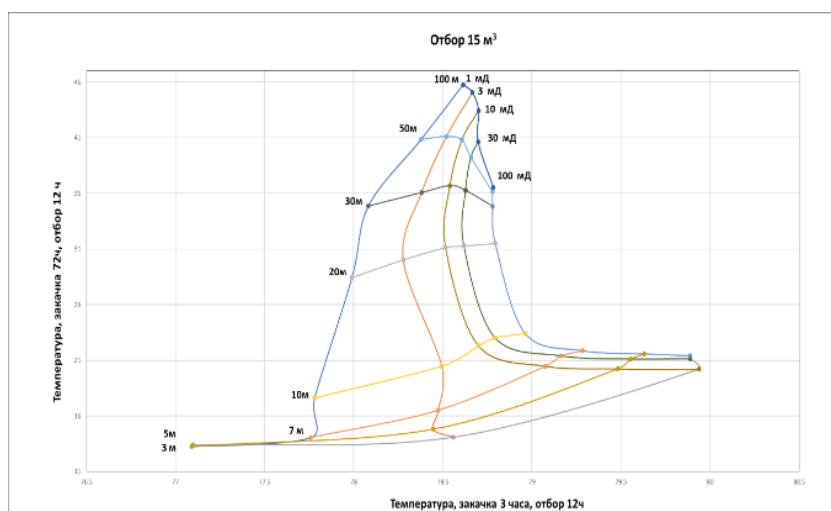


Рис. 4. Кросс-плот для закачки $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ в течение 3 ч и 72 ч, после каждого цикла остановка на 5 ч и снятие замеров

Для анализа поведения теплового поля в горизонтальной скважине авторами было проведено численное моделирование с использованием термобарического подхода в горизонтальной скважине. Скважина вскрывает пласт с низкой проницаемостью и несколькими трещинами гидроразрыва.

В горизонтальной скважине, которая простирается вертикально в горизонтальной плоскости, имеются трещины, расположенные перпендикулярно скважине и представляющие собой прямоугольные высокопроницаемые каналы. Для решения данной задачи использовалась неравномерная сетка, как по времени, так и в пространстве, которая сгущалась в интервалах максимальных градиентов температуры и давления возле трещин и стенок скважины. Изучались цикл работы скважины, когда в пласт происходит закачка, и цикл остановки скважины.

На рис. 5 изображен график зависимости температуры от времени в горизонтальной скважине, вскрывающей пласт с трещиной ГРП длиной 50 м при интенсивности закачки 10 м^3 . При малом количестве закачиваемой жидкости ($Q = 0,33 \text{ м}^3$) по термометрии не удастся различить пласты различной проницаемости. Зависимости меняют свой характер, если увеличивать дебит закачки до 10 м^3 .

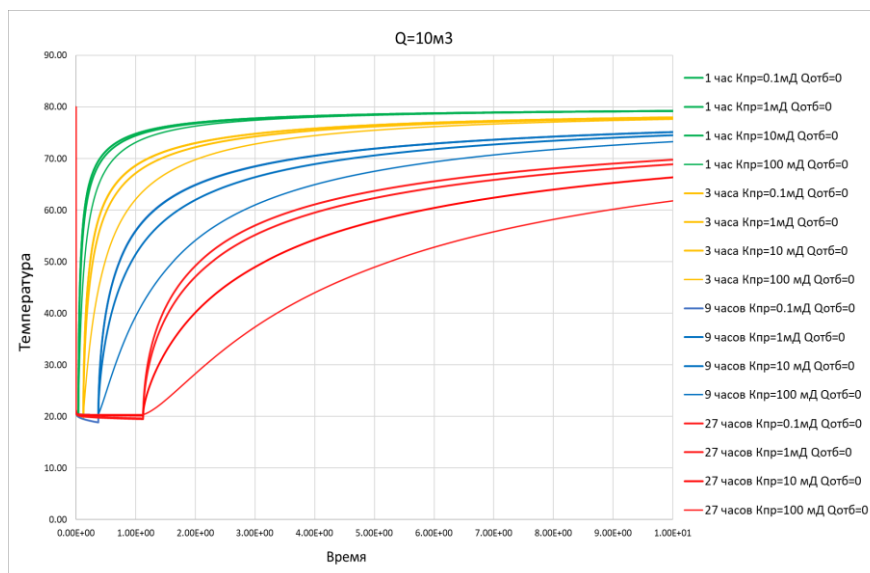


Рис. 5. Особенности релаксации теплового поля в статике в пласте с трещиной в ГС при $Q = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$

Однако при проведении многостадийного гидроразрыва закачка жидкости в пласт происходит не на долговременной основе. После закачки происходит процесс отбора и запуск скважины в работу. Именно процесс отбора должен создать контрастные аномалии, которые способны повысить информативность термометрических исследований, даже при условии недлительной закачки.

Выводы

1. Применение больших объемов и времени закачки является важным условием информативности термических исследований ГС с МСГРП.
2. Наиболее информативным способом при изучении теплового поля в ГС с МСГРП является долговременный и непрерывный мониторинг температуры с помощью распределенного стационарного оптоволоконного датчика.
3. По результатам мониторинга возможно определение количества работающих трещин и распределения профиля приемистости или притока по трещинам МСГРП при длительной работе.

Литература

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. 896 с.

ЭКВИВАЛЕНТНЫЙ РАДИУС ДЛЯ РАСЧЕТА ПРИТОКА К СКВАЖИНАМ В ЧИСЛЕННЫХ МОДЕЛЯХ ПРИ ЛИНЕЙНОЙ И НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Жаглова А.Э.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: azhaglova90@gmail.com

В процессе разработки месторождений углеводородов возникают различные проблемы, одна из которых – корректный учет взаимодействия пласта и скважины. При моделировании пласт представляется сеткой с блоками определенного размера. Из-за большой разницы между типичными масштабами скважин и расстояния между ними скважины не представляются на сетке в явном виде, т. е. в виде четких границ при крупномасштабном моделировании коллектора. Вместо этого скважины представляются как точечные источники или стоки. Проблема заключается в том, что давление в сеточном блоке, содержащем скважину, не равно давлению на скважине. В работе [1] Д. Писмен показал, что давление в скважинном блоке можно интерпретировать как давление на эквивалентном радиусе внутри этого блока. Он вывел формулу для эквивалентного радиуса в случае потока Дарси (*steady state flow – SS*). В этой же работе Писмен показал, что полученную формулу можно использовать и для псевдостационарного потока (*pseudo-steady state flow – PSS*), однако его вывод для этого режима был неточным. В данной работе выводится формула Писмена для режима потока с преобладанием границ (*boundary dominated flow – BD*), которая оказывается идентична формуле при стационарном режиме потока, но только при условии достаточно удаленной внешней границы. Уточненный расчет притока к скважине, учитывающий нелинейность потока вблизи нее, также актуален, так как сейчас в симуляторах пласта нелинейность потока вблизи скважины учитывается без корректировки радиуса Писмена, в то время как если расчеты проводятся на мелкой сетке, поправка за счет корректировки в формуле становится значительной.

Рассмотрим приток к скважине с границей Γ_w в изолированной области V . Пласт предполагается изотропным, скважина параллельна вертикальной оси. Используя пятиточечный шаблон для аппроксимации уравнения материального баланса, Писмен вывел следующую формулу для эффективного радиуса в случае стационарного течения для квадратной сетки ($\Delta_x = \Delta_y = \Delta$) [1]:

$$R_0^{SS} = \Delta \cdot e^{-\frac{\pi}{2}}.$$

В работе [2] особое внимание уделено корректному выводу формулы радиуса Писмена для псевдостационарного режима. Уравнение материального баланса для нестационарного течения слабосжимаемого флюида по линейному закону Дарси в содержащем скважину с дебитом q блоке с размерами $\Delta \times \Delta \times h$, объемом $V_0 = \Delta^2 \cdot h$ и давлением p_0 :

$$-4K \cdot (p_0(t) - p_1(t)) + \frac{q}{h} = m \cdot \frac{V_0}{h} \cdot c_p \cdot \frac{1}{\tau} (p_0(t + \tau) - p_0(t)), \quad (1)$$

где $K = k/\mu$; $p_1(s)$ – давление в соседних по латерали ячейках со скважиной в момент времени t ; m – пористость; c_p – коэффициент сжимаемости; τ – шаг по времени.

Решив начально-граничную задачу для псевдостационарного течения и подставив это решение в уравнение (1), авторы получили итоговое выражение для эффективного радиуса:

$$(R_0^{PSS})^2 - |U| = -2 \cdot \left(R_e^2 \ln \frac{\Delta}{R_0^{PSS}} \right),$$

где U – область пласта с границей $\partial U = \Gamma_e \cup \Gamma_w$ и толщиной h , а R_e – радиус пласта.

Причем показано, что если $R_e \rightarrow \infty$, то радиус Писмена при стационарном и псевдостационарном режимах совпадают, т. е. $R_0^{PSS} = R_0^{SS} = \Delta \cdot e^{-\pi/2}$.

Рассмотрим режим потока с преобладанием границ. Запишем материальный баланс для слабосжимаемой жидкости. Он имеет такой же вид, как и для PSS, но с учетом изменения дебита во времени:

$$-4K \cdot (p_0(t) - p_1(t)) + \frac{q(t)}{h} = m \cdot \frac{V_0}{h} \cdot c_p \cdot \frac{1}{\tau} (p_0(t + \tau) - p_0(t)). \quad (2)$$

Начально-граничная задача с доминированием границы определяется так:

$$\frac{k}{\mu} \cdot \Delta p = c_p m \frac{\partial p}{\partial t} \text{ в } U = U(o, R_w, R_e) = B(0, R_e) \setminus B(0, R_w), \quad (3)$$

$$\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial v} = 0 \text{ на } \Gamma_e, \quad r = R_e, \quad (4)$$

$$p(x) = p_w \text{ на } \Gamma_w, \quad r = R_w. \quad (5)$$

В радиальном случае решение задачи (3)–(5) можно представить в следующем виде:

$$p = u_0(r, t) = e^{-\lambda_0 t \cdot \frac{k}{c_p m \mu}} \varphi_0(r), \quad (6)$$

где $\varphi_0(r)$ – первая собственная функция, а λ_0 – первое собственное значение следующей задачи:

$$-\Delta \varphi_0(r) = \lambda_0 \varphi_0(r) \text{ в } U, \quad (7)$$

$$\frac{\partial \varphi_0(r)}{\partial r} = 0 \text{ на } \Gamma_e, \quad r = R_e, \quad (8)$$

$$\varphi_0(r) = 0 \text{ на } \Gamma_w, \quad r = R_w. \quad (9)$$

Исходя из физического смысла, логично предположить, что функция $\varphi_0(r)$ должна быть положительной. Учитывая этот факт, решением задачи (7)–(9) будет:

$$\varphi_0(r) = J_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) N_0(\sqrt{\lambda_0} r) - N_0(\sqrt{\lambda_0} R_w) \cdot J_0(\sqrt{\lambda_0} r), \quad (10)$$

где λ_0 может быть найдено из уравнения

$$N_0(\sqrt{\lambda_0}R_w)J_0'(\sqrt{\lambda_0}R_e) - N_0'(\sqrt{\lambda_0}R_e)J_0(\sqrt{\lambda_0}R_w) = 0.$$

Подставляя (10) в (6) и (2), получим выражение для эффективного радиуса:

$$\begin{aligned} & -4K \cdot [J_0(\sqrt{\lambda_0}R_w)N_0(\sqrt{\lambda_0}R_0) - N_0(\sqrt{\lambda_0}R_w) \cdot J_0(\sqrt{\lambda_0}R_0) - J_0(\sqrt{\lambda_0}R_w)N_0(\sqrt{\lambda_0}\Delta) + \\ & N_0(\sqrt{\lambda_0}R_w)J_0(\sqrt{\lambda_0}\Delta)] - 2\pi KR_w\sqrt{\lambda_0}[N_0(\sqrt{\lambda_0}R_w) \cdot J_1(\sqrt{\lambda_0}R_w) - \\ & J_0(\sqrt{\lambda_0}R_w)N_1(\sqrt{\lambda_0}R_w)] = mV_0c_p\tau^{-1}[J_0(\sqrt{\lambda_0}R_w)N_0(\sqrt{\lambda_0}R_0) - \\ & N_0(\sqrt{\lambda_0}R_w) \cdot J_0(\sqrt{\lambda_0}R_0)] \cdot \left(e^{-\lambda_0\tau\frac{k}{c_p\cdot m\cdot\mu}} - 1 \right). \end{aligned} \quad (11)$$

Пусть $R_e \rightarrow \infty$. В таком случае $\lambda_0 \sim R_e^{-2} \rightarrow 0$ [3], и тогда, используя асимптотические формулы для функций Бесселя и Неймана целого порядка при малом значении аргументов, из выражения (11) получим формулу для радиуса Писмена:

$$\begin{aligned} & -\frac{2}{\pi} \ln \frac{\Delta}{R_0^{BD}} + 1 = 0, \\ & R_0^{BD} = \Delta \cdot e^{-\pi/2} \end{aligned}$$

Итак, в случае удаления внешней границы формула для радиуса Писмена при режиме потока с преобладанием границ принимает такой же вид, как и при стационарном и псевдостационарном режимах.

Подтвердить сделанные выводы можно численно. Вычислим значения R_0/Δ для таких R_e и Δ , что соотношение R_e/Δ лежит в диапазоне от 2 до 50, и нанесем их на график (рис. 1). По рис. 1 видно, что при увеличении R_e/Δ отношение $R_0/\Delta \rightarrow e^{-\pi/2}$ и при псевдостационарном режиме, и при режиме потока с преобладанием границ. Таким образом, при моделировании данных режимов течения с приемлемой точностью можно использовать формулу для радиуса Писмена, выведенную для стационарного режима течения.

Рассмотрим нелинейную фильтрацию. В таком случае в симуляторах пласта используется формула притока, в которой радиус Писмена вычисляется по формуле для потока Дарси. Однако это представление не верно. В работе [4] авторы предложили поправку к формуле для радиуса Писмена, которая используется для вывода в формулы притока:

$$p_0 - p_w = \frac{\alpha}{2\pi} q \ln \frac{R_0^{SS}}{R_w} + \beta\rho \frac{q^2}{4\pi^2} \left(\frac{1}{R_w} - \frac{1}{\Delta} \right), \quad (12)$$

где p_w – забойное давление; $\alpha = \frac{\mu}{kh}$; β – коэффициент макрошероховатости; ρ – плотность флюида.

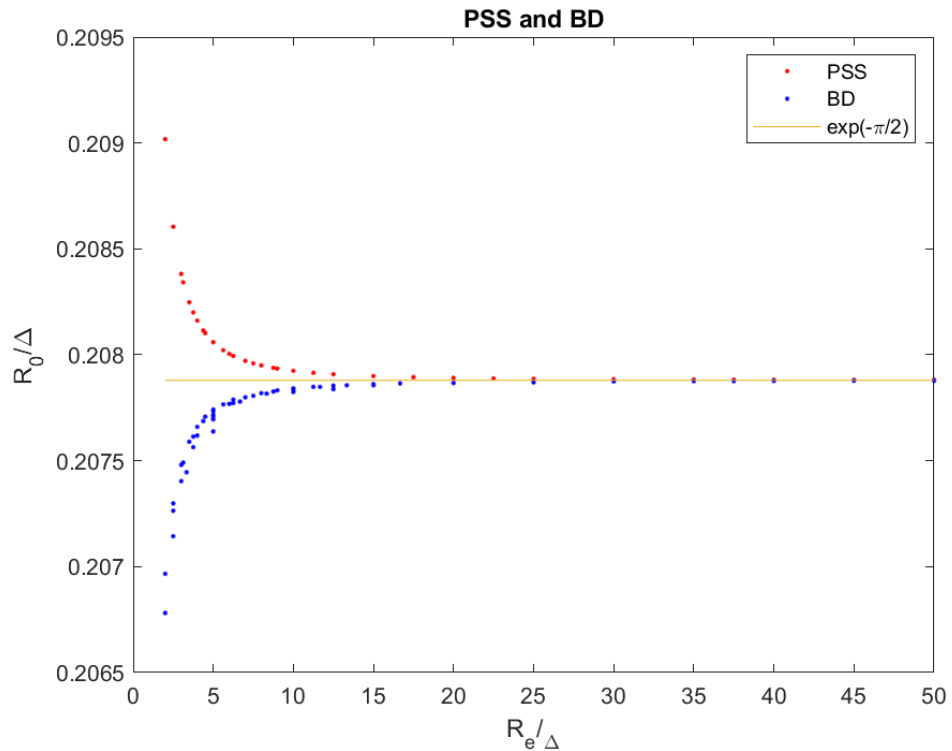


Рис. 1. Зависимость R_0/Δ от R_e/Δ для PSS и BD режимов течения

Формула (12) отличается от формулы в симуляторах пласта слагаемым $1/\Delta$. для грубых сеток с достаточно большим Δ правильная формула (12) эквивалентна формуле, используемой в симуляторах пластов. Подтверждением данного вывода может служить рис. 2, на котором представлены графики распределения давления при размере сетки 20 м и отличие двух профилей давления практически не наблюдается. Но при уменьшении Δ поправка становится значительной. Заметим, что даже для достаточно больших Δ поправка может стать значительной с увеличением дебита q .

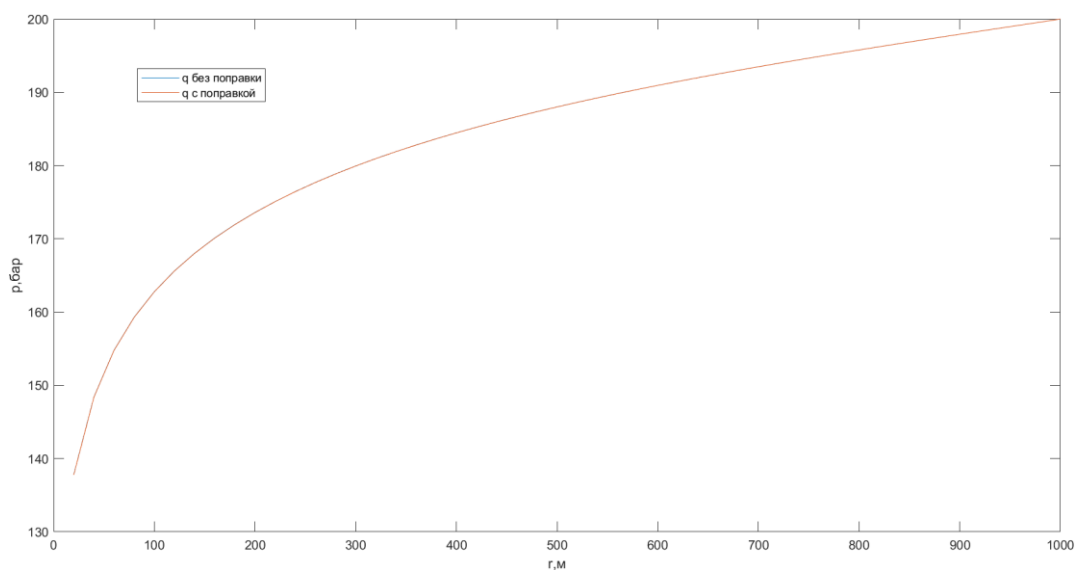


Рис. 2. Распределение давления при стационарном режиме при $\beta = 10^6$ (слабосжимаемая жидкость) в случаях, когда учитывается и не учитывается поправка в формуле дебита для ячейки со скважиной

Литература

1. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // Society of Petroleum Engineering Journal. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>
2. *Ibragimov A., Zakirov E., Indrupskiy I.* et al. Peaceman well block problem for time-dependent flows of compressible fluid // arXiv. 2023. 11 September. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2309.05372>
3. *Ibragimov A., Khalmanova D., Valkó, P.P., Walton, J.R.* On a mathematical model of the productivity index of a well from reservoir engineering // SIAM Journal on Applied Mathematics. 2005. Vol. 65, No. 6. P. 1952–1980. <https://doi.org/10.1137/040607654>
4. *Ibragimov A., Zakirov E., Indrupskiy I., Anikeev D.* Fundamentals in Peaceman model for well-block radius for non-linear flows near well // arXiv. 2022. 18 March. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.10140>

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВТОРИЧНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Еремин Н.А.¹, Агеев П.Г.², Зайцев Д.И.^{1*}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – ООО Новас, РФ, 108811, г. Москва, пос. Московский, 22-й км Киевского ш., вл. 4, блок Г

E-mail: *dizaytsev81@gmail.com

Авторами данной работы представлены актуальные исследования и приведены результаты практического применения экологически чистой технологии вторичного гидравлического разрыва пласта (ГРП) – плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) на пласт. Авторами проанализированы и обобщены эффективность применения данного метода для интенсификации нефтедобычи, борьбы с кольматацией околоскважинной зоны и извлечения неразработанных целиков нефти. Рассмотрены плюсы и минусы плазменно-импульсного воздействия по сравнению с традиционными технологиями интенсификации добычи нефти. Описываются лабораторные экспериментальные работы, проведенные в России, Китае и США. Авторы включили в материалы работы результаты применения ПИВ как вторичного ГРП на терригенных нефтяных месторождениях России с низкой проницаемостью, которые ранее не публиковались в обзорных докладах по данной тематике.

По геологической структуре породы, слагающие коллекторы, неоднородны, а остаточные запасы, которые необходимо извлекать, сосредоточены в слабодренлируемых зонах, в так называемых целиках нефти. С другой стороны, после бурения и запуска скважин в эксплуатацию происходит постепенная кольматация призабойной зоны, которая негативно влияет на проницаемость пласта и подвижность флюида. Возникает потребность в технологии, которая способна одновременно и очищать призабойную зону от кольматанта, и улучшать проницаемость пластов. Метод ПИВ заключается в спуске на геофизическом кабеле в скважину плазменно-импульсного генератора и создании серии плазменных импульсов (рис. 1).



Рис. 1. Методология ПИВ и устройство плазменно-импульсного генератора

Ударная волна формирует широкополосное акустическое поле, которое в жидкой среде пласта переходит в продольные и поперечные волны. Затухание последних происходит медленно, вследствие чего при повторном импульсе их амплитуды увеличиваются, вызывая резонансные явления. Под действием упругих волн создаются новые микротрещины в породах, улучшается абсолютная проницаемость и пьезопроводность продуктивного пласта. Фактические измерения и эксперименты подтверждают улучшение коллекторских свойств пласта и изменение проницаемости порового пространства и, как следствие, повышение его продуктивных характеристик. В нефтегазовом коллекторе присутствуют жидкая и твердая фазы. Капиллярные силы отвечают за текущее распределение этих фаз. При растягивающих и сжимающих периодических напряжениях возникает эффект П.А. Ребиндера, а именно потеря механической устойчивости. При периодическом плазменно-импульсном воздействии в результате резонансного явления и потери механической устойчивости в капиллярах наблюдается многократное увеличение агрегации жидкости, также за счет флотации капли нефти выталкиваются к поверхности, и легкая фаза (нефть) замещает воду. В результате ПИВ снижается обводненность продукции.

Технология плазменно-импульсного воздействия на пласт была рассмотрена во многих работах [1–7], и широко опробована в России, а также в США и Китае. За последние несколько лет Индия проявляет большой интерес к ПИВ и провела уже ряд успешных испытаний. Особым успехом были отмечены испытания ПИВ на терригенных низкопроницаемых пластах как вторичный ГРП, результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты обработки скважин ПИВ после ГРП на терригенных пластах с низкой проницаемостью

№ скважины	Месторождение	Пласт	Глубина, м	Рост продуктивности скважин (во сколько раз)
1	Тайлаковское	Ю2	3300	2,4
2	Тайлаковское	Ю3	2750	1,3
3	Суторминское	БС9-1	2570	3,0
4	Ватьеганское	Ю1	2900	2,0
5	Ватьеганское	Ю1	3100	4,1
6	Восточно-Придорожное	Ю1	3000	1,2

Вторичный экологически чистый ГРП в форме плазменно-импульсного воздействия рекомендуется применять для борьбы с кольматантом, интенсификации притока жидкости, восстановления работы остановленных скважин и повышения нефтеотдачи пласта. По результатам имеющихся исследований положительный эффект после обработки длится в среднем от нескольких месяцев до двух лет и достигается как на терригенных, так и на карбонатных пластах, при этом особое внимание в работе уделяется использованию ПИВ как вторичного ГРП на терригенных слабопроницаемых пластах на примере Тайлаковского месторождения. На этом месторождении положительный эффект после обработки ПИВ на одной из скважин продлился 3 года, после чего наблюдалось постепенное снижение дебита. Затухание эффекта от воздействия можно объяснить смыканием трещин в фильтрационных каналах. Для эффективного применения плазменно-импульсного воздействия необходимо заранее провести анализ фонда скважин

для подбора подходящих кандидатов. Пластовое давление при этом в зоне проведения операций не должно быть сверхнизким. Оборудование для ПИВ не рекомендуется использовать при сверхвысоких давлениях и температуре.

Литература

1. Агеев П.Г., Агеев Н.П., Пащенко А.Ф. и др. Экспериментальные исследования плазменно-импульсного воздействия. Интенсивность пульсаций давления в обрабатываемой среде. // Проблемы машиностроения и надежности машин. 2019. № 2. С. 106–112.
2. Тынчеров К.Т., Варламова Ю.В., Ганиева Р.Д., Селиванова М.В. Технология плазменно-импульсного воздействия и сравнительный опыт применения в России на различных месторождениях // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти. 2022. С. 158–164.
3. Агеев П.Г., Колдоба А.В., Гасилова И.В. и др. Комплексная модель отклика пласта на плазменно-импульсное воздействие // Mathematica Montisnigri. 2013. Vol. 28. P. 75–98.
4. Xiao Y., House W., Unal E., Soliman M. Method of pulsed force plasma stimulation – Experimental study of a pulse test for frack initiation // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, 23–25 July 2018. Paper URTEC-2881050-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2881050>
5. Kang Z., Yu Y., Gao C. et al. Reservoir porosity improvement device based on underwater pulse arc fracturing and frequency resonance technology // SPE Journal. 2022. Vol. 28, No. 2. P. 614–627. <https://doi.org/10.2118/212842-PA>
6. Rezaei A., Siddiqui F., Awad M.M. et al. Pulse plasma stimulation: effect of discharge energy on rock damage under various confining stresses // U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Virtual, 28 June – 1 July 2020. Paper ARMA-2020-1572. <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA20/All-ARMA20/ARMA-2020-1572/447737> (Дата обращения 27.09.2023).
7. Молчанов А.А., Агеев П.Г. Внедрение новых технологий - надежный путь извлечения остаточных запасов месторождений углеводородов // Записки Горного института. 2017. Т. 227. С. 530–539. <https://doi.org/10.25515/PMI.2017.5.530>
8. Агеев П.Г., Агеев Н.П., Бочкарев А.В. Пат. RU 2600249 С1. Способ и устройство воздействия на нефтенасыщенные пласты и призабойную зону горизонтальной скважины. № 2015111100/03; Заявл. 24.01.2014; Опубл. 20.10.2016 // Изобретения. Полезные модели. 2016. Бюл. № 29. 10 с. <http://www1.fips.ru>

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО СОСТАВА СЛОЖНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Кусочкова Е.В.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: kusochkova.e@gmail.com

При детальном изучении углеводородных месторождений важно оценить пространственное распределение первоначального состава флюида как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях. Это распределение часто отражает квазиравновесное состояние многокомпонентной углеводородной системы под влиянием гравитации и термодиффузии, которое обычно приводит к увеличению плотности флюида и концентрации более тяжелых компонентов с глубиной. Однако для приближенных к критическому состоянию углеводородных месторождений, расположенных на большой глубине в низкопроницаемых коллекторах, вертикальная сегрегация флюида может быть настолько медленной, что система не достигает квазиравновесного состояния. Для таких сценариев необходимо использовать расширенные модели расчета композиционного профилирования.

В данной работе рассматривается метод решения прямой задачи композиционного профилирования в случаях неполной релаксации системы к квазиравновесному состоянию. Вычислительный алгоритм прямой задачи похож на классический расчет композиционного профилирования [1] с дополнительным параметром для контроля релаксации системы [2]:

$$RT_2 \ln f_i(p, \bar{y})|_{h_2} - RT_1 \ln f_i(p, \bar{y})|_{h_1} = \left[M_i g(h_1 - h_2) - M_i \left(\frac{H}{M} - \frac{\bar{H}_i}{M_i} \right) \frac{T_2 - T_1}{T_1} \right] (1 - e^{-\alpha}), \quad (1)$$

$$\alpha = \frac{t}{\tau},$$

$$i = 1, \dots, N,$$

где параметр α характеризует отношение времени, прошедшего с начала формирования залежи, к характерному времени релаксации. В случае, когда α равно нулю, правая часть уравнения (1) становится равной нулю, что отражает ситуацию равенства летучестей на двух разных глубинах. Это, в свою очередь, соответствует постоянству давления и состава системы по глубине – начальному однородному состоянию системы. При больших значениях α система сходится к классической системе [1]. То есть с увеличением времени происходит релаксация к классическому квазиравновесному градиенту состава.

Практическое применение метода включает настройку по данным реальных проб флюида путем решения обратной задачи идентификации параметров модели с использованием безградиентных методов оптимизации. В данной работе рассмотрены методы [3–7]. Идентифицируемыми параметрами при оптимизации являются удельные энтальпии компонентов флюида H^{ig} и параметр релаксации α , которые имеют высокую неопределенность, но контролируют первоначальное распределение давления и состава флюида в расширенной модели.

Критерий невязки, подлежащий оптимизации, определяется как взвешенная сумма квадратов нормированных невязок для мольных долей компонентов флюида, для давления и для PC_{5+} :

$$L = w_z \left[\sum_{i=1}^{N-1} \left(\frac{z'(i) - z(i)}{z(i)} \right)^2 \right] + w_p \left(\frac{p' - p}{p} \right)^2 + w_{PC_{5+}} \left(\frac{PC'_{5+} - PC_{5+}}{PC_{5+}} \right)^2, \quad (2)$$

где $z'(i)$ – рассчитанная доля i -го компонента, $z(i)$ – соответствующая экспериментальная доля (определенная по пробе), p' и p – рассчитанное и экспериментальное давление соответственно, PC'_{5+} и PC_{5+} – рассчитанные и экспериментальные значения потенциального содержания углеводородов C_{5+} соответственно, а w_z , w_p и $w_{PC_{5+}}$ – веса соответствующих слагаемых в общем критерии невязки.

Таким образом, обратная задача предоставляет параметры для прямой задачи, что позволяет более надежно рассчитать первоначальный состав флюида по глубине.

Цель работы состоит в том, чтобы оценить, насколько прогнозы модели после решения обратной задачи соответствуют реальным данным, что иллюстрируется примером на основе проб флюида из газоконденсатного месторождения. Рассматриваются различные формы функции невязки (2) и алгоритмы минимизации для процесса идентификации параметров. Проводится серия вычислительных экспериментов по выбору весов в функции невязки. Показывается, что выбор весов в функции невязки является эффективным инструментом для настройки решения обратной задачи в соответствии с потребностями инженера-разработчика для конкретного углеводородного месторождения.

Эксперимент 1 (рис. 1, табл. 1, 2). В процессе оптимизации рассматриваются следующие параметры: α , $H_{C_{22+}}^{ig}$, $H_{C_{25+}}^{ig}$, $H_{C_{27+}}^{ig}$, $H_{C_{30+}}^{ig}$, $H_{C_{36+}}^{ig}$. Значения параметров H^{ig} определяются через весовой коэффициент: $H^{ig} = wH_0^{ig}$, где H_0^{ig} – табличное значение параметра стартовой смеси. Используются следующие веса для критерия невязки: $w_z = 1$, $w_p = 1$, $w_{PC_{5+}} = 0$.

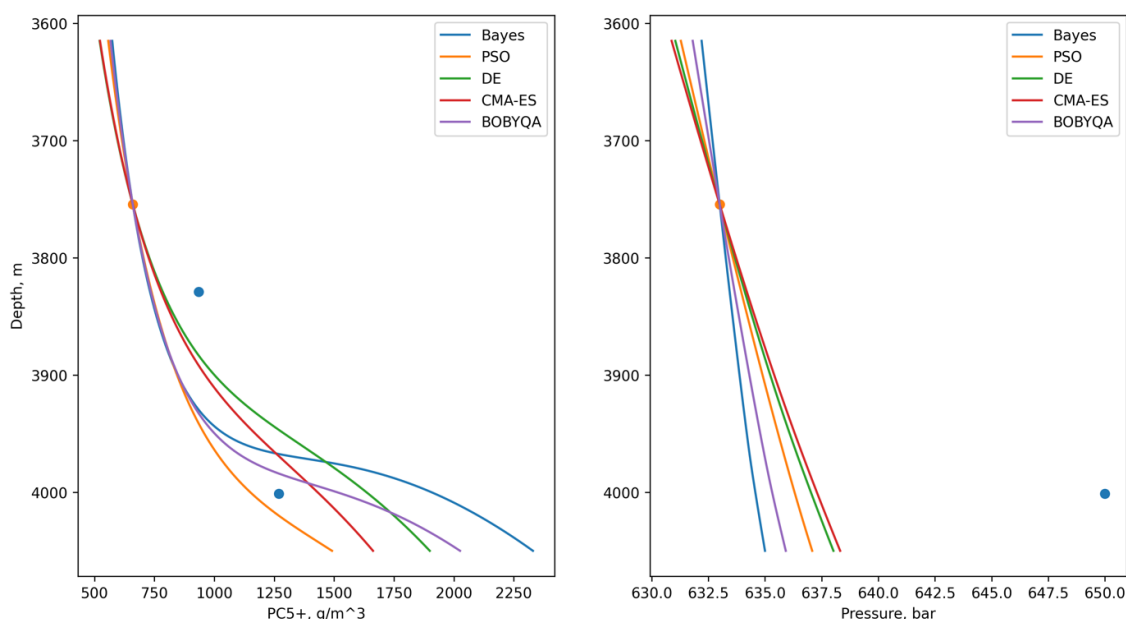


Рис. 1. Визуализация распределения давления и PC_{5+} для Эксперимента 1

Таблица 1. Параметры лучшего решения для Эксперимента 1 при использовании разных методов оптимизации

	α	$w_{C_{22+}}$	$w_{C_{25+}}$	$w_{C_{27+}}$	$w_{C_{30+}}$	$w_{C_{36+}}$
BAYES	0,142889	1,257364	0,102397	1,175176	1,083349	2,046005
PSO	0,338735	0,100000	0,100000	0,757501	0,100000	0,847966
DE	0,402830	1,444063	0,151091	0,804793	1,389018	0,761088
CMA-ES	0,445137	0,447988	0,213372	1,356328	1,465698	0,578253
BOBYQA	0,222026	0,100000	0,100000	0,770543	1,160354	1,292988

Таблица 2. Значение функции ошибки для лучшего решения Эксперимента 1 при использовании разных методов оптимизации

	L	L_p	L_z	$L_{PC_{5+}}$
BAYES	1,675457	0,000563	1,674894	0,308185
PSO	1,695483	0,000443	1,695040	0,052374
DE	1,674845	0,000397	1,674447	0,111642
CMA-ES	1,670194	0,000381	1,669813	0,045456
BOBYQA	1,658025	0,000510	1,657516	0,086951

Эксперимент 4 (рис. 2, табл. 3, 4). Рассматриваются те же параметры. Используются следующие веса для критерия невязки: $w_z = 1$, $w_p = 10000$, $w_{PC_{5+}} = 1000$.

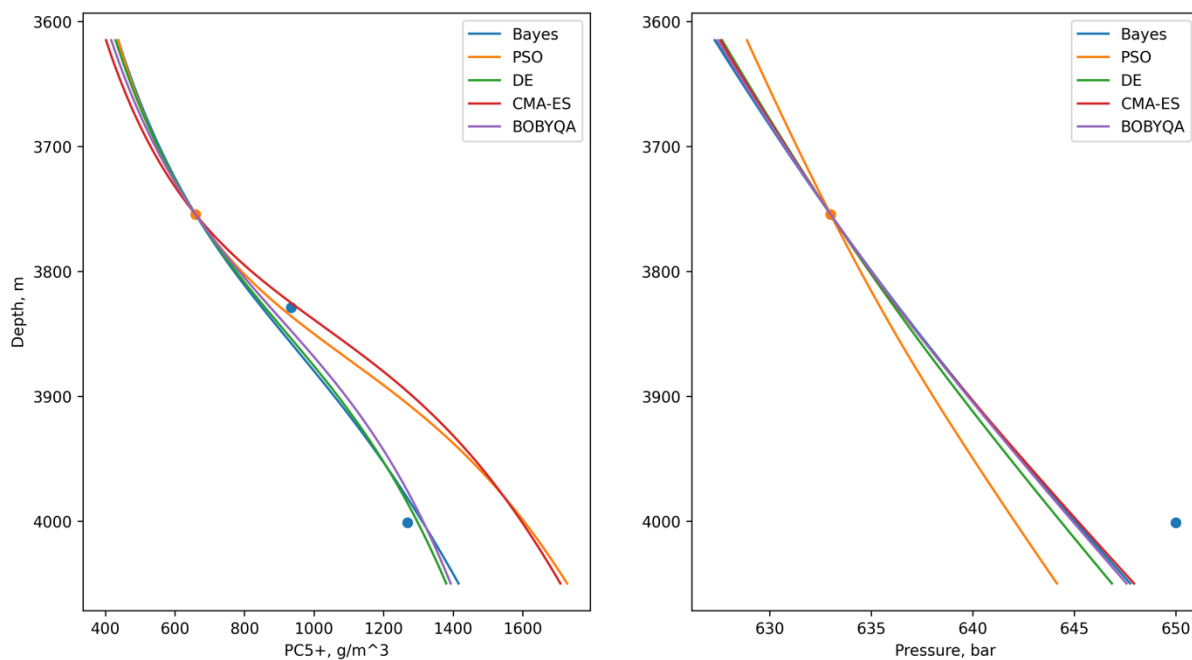


Рис. 2. Визуализация распределения давления и PC_{5+} для Эксперимента 4

Таблица 3. Параметры лучшего решения для Эксперимента 4 при использовании разных методов оптимизации

	α	$w_{C_{22+}}$	$w_{C_{25+}}$	$w_{C_{27+}}$	$w_{C_{30+}}$	$w_{C_{36+}}$
BAYES	5,000000	0,100000	0,100000	1,449099	0,100000	0,100000
PSO	1,265797	1,625648	0,656644	0,648111	1,263914	0,258526
DE	2,684652	0,467486	1,039446	0,373138	0,304876	0,139978
CMA-ES	3,164868	0,882181	0,725024	1,328081	0,966961	0,134919
BOBYQA	3,729490	0,803354	0,621290	0,583468	0,530336	0,101934

Таблица 4. Значение функции ошибки для лучшего решения Эксперимента 4 при использовании разных методов оптимизации

	L	L_p	L_z	$L_{PC_{5+}}$
BAYES	11,72071	0,000057	1,830463	0,009319
PSO	74,60937	0,000148	1,784902	0,071343
DE	9,628018	0,000075	1,830849	0,007045
CMA-ES	69,92071	0,000054	1,867529	0,067512
BOBYQA	7,785352	0,000060	1,777882	0,005406

Представленные и другие проведенные вычислительные эксперименты демонстрируют некоторые негативные особенности обратной задачи: наличие различных решений, соответствующих локальным минимумам, а также высокую чувствительность к выбору весов в функции невязки. Однако, корректируя веса в функции невязки, можно управлять поведением модели в соответствии с наиболее достоверными данными и интересующими свойствами. Полученные решения отражают диапазон возможной настройки: более точное совпадение данных с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе (PC_{5+}) по составу или по давлению. В конкретном примере отсутствие решений, которые точно соответствуют пробам флюида по PC_{5+} и давлению на всех глубинах, указывает на необходимость дополнительной верификации экспериментальных данных, а также их соответствия предположениям, заложенным в моделях композиционного профилирования.

Литература

1. Pedersen K.S., Hjermstad H.P. Modeling of large hydrocarbon compositional gradient // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 5–8 November 2006. Paper SPE-101275-MS. <https://doi.org/10.2118/101275-MS>
2. Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N. Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>
3. Hutter F., Hoos H. H., Leyton-Brown K. Sequential model-based optimization for general algorithm configuration // Lecture Notes in Computer Science. 2011. Vol. 6683. P. 507–523. https://doi.org/10.1007/978-3-642-25566-3_40
4. Kennedy J., Eberhart R. Particle swarm optimization // Proceedings of ICNN'95 – International Conference on Neural Networks, Perth, Australia, 27 November – 1 December 1995. Piscataway, NJ: IEEE, 1995. Vol. 4. P. 1942–1948. <https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968>
5. Price K., Storn R. M., Lampinen J.A. Differential evolution: A practical approach to global optimization. Berlin, Heidelberg: Springer, 2006. 539 p. <https://doi.org/10.1007/3-540-31306-0>
6. Hansen N., Ostermeier A. Completely derandomized self-adaptation in evolution strategies // Evolutionary Computation. 2001. Vol. 9, No. 2. P. 159–195. <https://doi.org/10.1162/106365601750190398>
7. Powell M.J.D. The BOBYQA algorithm for bound constrained optimization without derivatives: Cambridge NA Report NA2009/06. Cambridge: Cambridge University, 2009. 39 p. <https://optimization-online.org/wp-content/uploads/2010/05/2616.pdf> (Дата обращения 10.09.2023).

ИЗУЧЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ МАЛОГЛИНИСТЫХ И ГЛИНИСТО-МЕЛОВЫХ РАСТВОРОВ

Мамедов Б.М.^{1*}, Аманов М.А.¹, Чегиева М.Г.²

1 – Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,
Туркменистан, 744036, г. Ашхабад, пр-т Арчабиль, д. 8

2 – Туркменский государственный архитектурно-строительный институт, Туркменистан, 744025,
г. Ашхабад, ул. Аннанова, д. 136
E-mail: *mamedovb1978@gmail.com

В настоящее время все большее внимание уделяется проблемам разработки рецептур буровых растворов с малым содержанием твердой фазы. Необходимость разработки и применения таких промывочных систем вызвана конкуренцией по увеличению механической скорости бурения скважин [1].

Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы еще ценны тем, что с их использованием производится вскрытие продуктивного пласта со средним и низким давлением продуктивного горизонта. Особенно остро эта проблема встала в условиях бурения на площадях месторождения Довлетабад (Южный Туркменистан). Ввиду низкой плотности и малого содержания твердой фазы они не закупоривают каналы поступления газа в ствол скважины и тем самым обеспечивают передачу скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью.

Эти растворы имеют специфические реологические свойства. При высоких скоростях истечения из долота они приобретают свойства воды, обеспечивая хорошую очистку забоя. При снижении скорости течения в затрубном пространстве эти растворы структурируются, создавая высокую удерживающую и транспортирующую способности при минимальной эрозии стенок скважин. Эти свойства указанных растворов обеспечивают значительный рост механической скорости бурения и времени пребывания долота на забое [2].

Как правило, буровые растворы с низким содержанием твердой фазы обеспечивают сравнительно меньший износ долот и бурового оборудования, снижение опасности прихватов, крутящего момента и гидравлических сопротивлений, лучшее качество цементирования [3].

В указанных растворах содержание глины минимизировано и обычно находится в пределах 3–6 %. К ним полезно введение нефти, которая улучшает их смазочные свойства и при этом снижается содержание твердой фазы до 2–3 %.

В работе рассмотрены рецептуры модельных полимерных малоглинистых буровых растворов, в которых в качестве полимерных реагентов были апробированы полианионные реагенты антисол и камцелл.

При бурении продуктивного горизонта на площади Довлетабад была использована рецептура малоглинистого раствора, содержащего в своем составе глинистую фазу в пределах 4–8 %, а в качестве полимерных реагентов использовали КССБ (3–4 %), ФХЛС (2–2,5 %) и разновидность КМЦ – Габрозу (1–1,25 %). Так как антисол является высокомолекулярным полимером и его растворы имеют высокую вязкость, глинистую фазу уменьшили до 1 %.

Приготовленные рецептуры содержали в своем составе глинистую фазу – 1 %, NaOH – 0,5 %, антисол – 0,25 % и 0,5 %. Также для усиления смазочного действия бурового раствора вводили нефть в количестве 10 и 20 %.

Как показали полученные данные, антисол, введенный в 1%-ный глинистый раствор в количестве 0,25 %, способствует образованию маловязких глинистых суспензий с низкими фильтрационными показателями, которые незначительно увеличиваются после термостатирования при 150 °С. Это свидетельствует о том, что растворы, содержащие антисол, устойчивы к высоким температурам. При увеличении концентрации антисола до 0,5 % условная вязкость бурового раствора при 25 °С увеличивается от 19,5–23,5 с до 36–50 с. Однако термостатирование раствора в течение 4 часов при температуре 150 °С также приводит к разжижению раствора и снижению условной вязкости до 20–24 с. Водоотдача растворов при концентрации полимера 0,25 и 0,5 % имеет одни и те же показатели.

Были приготовлены растворы, содержащие антисол в количестве 0,25–0,75 %, глину – 3 %, кальцинированную соду – 0,3 % и мел – 30 %, и определены их параметры. Проанализировав полученные данные, можно констатировать, что с увеличением добавки антисола вязкостные свойства этих растворов значительно усиливаются, условная вязкость увеличилась от 56 с до нетекучего состояния. Термическая обработка растворов при 140 °С не повлияла на вязкость. Водоотдача сохраняется на уровне 4–5 см³.

Также авторами рассмотрена возможность использования антисола при приготовлении растворов на нефтяной основе. При увеличении антисола от 0,5 до 1,5 % условная вязкость увеличивается, а водоотдача уменьшается с 40 до 9 см³ и только введение 2 % ФХЛС способствует снижению водоотдачи до 5 см³. Высокие значения фильтрации растворов, содержащих антисол от 0,5 до 1 %, по-видимому, можно объяснить трудным растворением полимера в водно-нефтяной среде, так как этот реагент и в воде растворяется очень медленно [4].

Выводы

В отличие от антисола реагент камцелл заметно быстрее растворяется и в водной и водно-нефтяной среде. Этот вид КМЦ использовали для приготовления модельных малоглинистых буровых растворов. Фильтрационные показатели этих растворов до и после термостатирования остаются на уровне 4–5 см³ имеют плотность меньше единицы: -0,99 г/см³. Однако вязкость этих растворов после термостатирования при 150 °С – низкая. Для ее повышения надо вводить дополнительное содержание камцелла.

Литература

1. *Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Авахов В.Э.* Буровые растворы для осложненных условий. М.: Недра, 1988. 135 с.
2. *Демихов В.И.* Средства измерения параметров бурения скважин: Справ. пособие. М.: Недра, 1990. 269 с.
3. *Тагиров К.М., Нефантов В.И.* Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. М.: Недра, 2003. 160 с.
4. *Деряев А.Р., Гулатаров Х., Мантрова С.В.* Рекомендации по буровым растворам для одновременнораздельной эксплуатацией нескольких продуктивных горизонтов на месторождении Северный Готурдепе // Сборник института Нефти и газа. Вып. 8. Ашгабат: ГИСТ, 2014.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ОДНОМ ИЗ ОБЪЕКТОВ МНОГОПЛАСТОВОГО МОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТОНКИМИ НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ

Манусенко Д.Ю.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский б-р, д. 3, стр. 1

E-mail: manusenko-dasha@mail.ru

Ввиду постепенного истощения запасов месторождений суши, все чаще приходится сталкиваться с разработкой морских объектов, характеризующихся низкой степенью изученности. Более того, нередко они осложнены наличием большой доли контактных запасов, освоение которых связано со значительным количеством рисков и проблем. На сегодняшний день приблизительно 4 млрд т нефти нефтяных оторочек не вовлечены в разработку, поэтому освоение запасов нефтяных оторочек в условиях шельфа является актуальным вопросом.

Чаще всего разработка нефтяных оторочек осуществляется с помощью системы протяженных горизонтальных скважин, которые обеспечивают намного большую площадь контакта пласта со скважиной по сравнению с вертикальными скважинами. Они также позволяют повысить продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин и, соответственно, увеличить коэффициент извлечения нефти в целом по месторождению [1]. Главной сложностью разработки маломощных нефтяных пластов является конусообразование или, другими словами, преждевременные прорывы воды и газа в стволы добывающих скважин, что резко сокращает экономическую эффективность и рентабельность добычи нефти. Основными причинами конусообразования в скважинах являются неравномерность распределения давления по длине горизонтального ствола, а также значительная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств пласта вдоль ствола скважины. Такие методы ограничения прорывов нежелательных фаз в скважину, как снижение депрессии на призабойную зону, закачка химических реагентов, а также цементирование участков ствола скважины, имеют множество недостатков [2]. По этой причине вопрос выбора и правильного применения устройств контроля притока для разработки месторождений с контактными запасами на сегодняшний день является актуальным.

Целью работы является оценка возможности рентабельной разработки одного из второстепенных объектов морского месторождения, а также рассмотрение возможных путей оптимизации системы его освоения. Новизна работы состоит в поиске экономически эффективного варианта вовлечения в разработку запасов, которые на сегодняшний день находятся за балансом и признаны нерентабельными.

Объектом исследования являются пласты Ю-4, Ю-5 и Ю-6 Центрального поднятия одного из месторождений Каспийского моря (рис. 1). Данное месторождение характеризуется тонкими нефтяными оторочками в сочетании с массивными газовыми шапками. По результатам экономической оценки разработка Центрального блока признана нерентабельной, а запасы отнесены к категории забалансовых, однако, вовлечение их в разработку в перспективе способно увеличить рентабельный период освоения месторождения в целом.

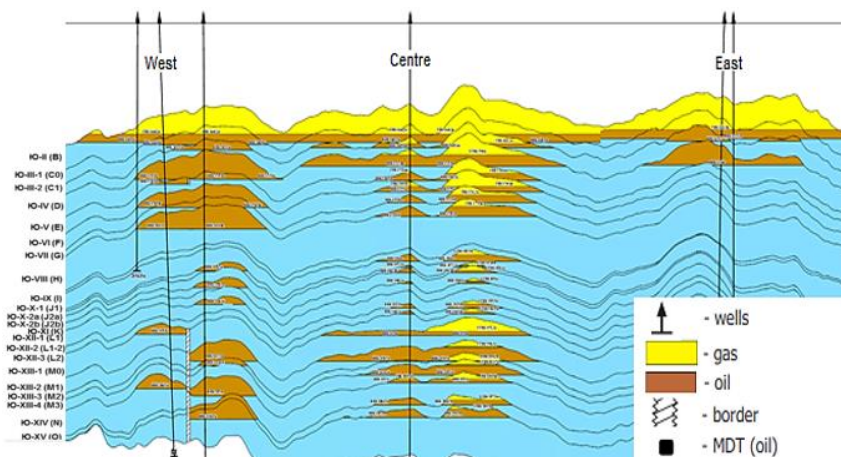


Рис. 1. Схематический геологический разрез месторождения

В работе рассмотрены основные осложнения, возникающие при разработке нефтяных оторочек, проанализированы подходы к освоению подобных объектов в России и за рубежом, предложены несколько возможных сценариев разработки рассматриваемого объекта, определен наиболее эффективный вариант и проведена его оптимизация. Также оценена эффективность работы систем интеллектуального заканчивания скважин.

По результатам проведенного исследования осваивать залежи Ю-4, Ю-5 и Ю-6 рекомендуется при помощи протяженных горизонтальных скважин, пробуренных при наличии имеющейся инфраструктуры. Анализ показал, что при данных условиях залегания пластов, проводке горизонтальных стволов и логике управления зонами применение систем интеллектуального заканчивания скважин позволяет улучшить технологические и экономические показатели по проекту (табл. 1).

Таблица 1. Результаты оценки технико-экономического эффекта от применения интеллектуального заканчивания скважин

	КИН, д. ед.	CAPEX, млн \$	OPEX, млн \$	ЧДД (15%), млн \$	ВНР, %	ИД (15 %), млн \$	Период окупаемости, лет
без ИЗ	0,164	281	676	67,5	72,1	2,2	8,3
с ИЗ	0,167	285	698	68,0	70,1	2,1	8,4
Δ, %	+2	+1,4	+3,3	+0,7	-2,8	-4,5	+1,2

Литература

1. Кувакина М.С. Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития ТЭК Западной Сибири: Материалы IV городской научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. С. 31–38.
2. Семикин, Д. А., Жаковщиков А.В., Инновационные технологии российского шельфа: оптимизация заканчивания горизонтальных скважин в нефтяной оторочке // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 11. С. 23–29.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МНОГОЦИКЛОВЫХ ГДИС И РАЗНОВРЕМЕННЫХ ПГИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

Наумов А.С.^{1*}, Никонорова А.Н.², Гуляев Д.Н.³

1 – НОЦ «Газпромнефть-Политех»,

РФ, 195251, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., д. 29, лит. АФ

2 – НОЦ «Газпромнефть-КФУ», РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18

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

РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*E-mail: *naumovandreysergeevich@gmail.com*

Работа имеет прикладное значение для целей принятия производственных решений в рамках разработки многопластовых месторождений нефти, где активно применяется система ППД. Авторы труда сфокусировались на проблематике непроизводительной закачки. Рассматриваемое явление характеризуется поглощением закачиваемой жидкости нецелевыми пластами-коллекторами через каналы перетока [1]. Главный смысл данной работы состоит в описании подхода, позволяющего выявить факт непроизводительной закачки, а также понять, что служит каналом перетока: трещина ГРП или же негерметичное затрубное пространство.

В основе предлагаемого анализа лежит идея о том, что по результатам разновременных ГДИС мы можем зафиксировать факт существования перетока в нецелевой пласт-коллектор через увеличение гидропроводности. Поскольку при подключении дополнительной дренирующей толщины увеличится общая эффективная толщина, то в ходе гидродинамических исследований будет зафиксировано изменение темпа стабилизации давления, обусловленное увеличением гидропроводности. Каналом перетока может выступать нестабильная трещина ГРП, трещина ГРП, закрепленная пропантом, или негерметичность в цементном кольце. При движении жидкости по тому или иному каналу в нецелевой коллектор будет отмечаться увеличенная гидропроводность по сравнению с результатами ГДИС, когда переток в нагнетательной скважине отсутствовал.

Далее для уточнения типа канала перетока необходимо прибегнуть к анализу результатов ПГИ. Наиболее корректный вывод о природе перетока может быть получен, если исследования ПГИ были приурочены к ГДИС. Это позволит привязать динамику параметров, определяемых по ГДИС к результатам ПГИ. Главным методом ПГИ, используемым для анализа, является термометрия. Тепловой профиль нагнетательной скважины дает информацию об интервалах поглощения жидкости и интервалах течения жидкости в заколонной области. Эффекты в цементном камне и горной породе на глубине до 2 м по латерали оказывают воздействие на регистрируемую температуру в скважине. Как правило, при заколонном перетоке в неперфорированных интервалах возникают аномалии охлаждения. В свою очередь, при перетоке жидкости по трещине при прочих равных условиях охлаждение будет более слабым, изменение температуры в единицу времени на кванте глубины будет меньше. Авторами была описана аналитическая модель поведения теплового поля для перетока по трещине и для заколонного перетока. На рис. 1 представлены графики, которые описывают изменение температуры через параметр B – нормированный коэффициент теплопередачи, который характеризует интенсивность

изменения температуры в единицу времени. Анализ графиков показывает, что с увеличением протяженности трещины уменьшается величина параметра B , для случая заколонной циркуляции (ЗКЦ) фактором, определяющим темп изменения температуры, является радиус скважины – чем он выше, тем слабее изменяется температура в исследуемом интервале [2].

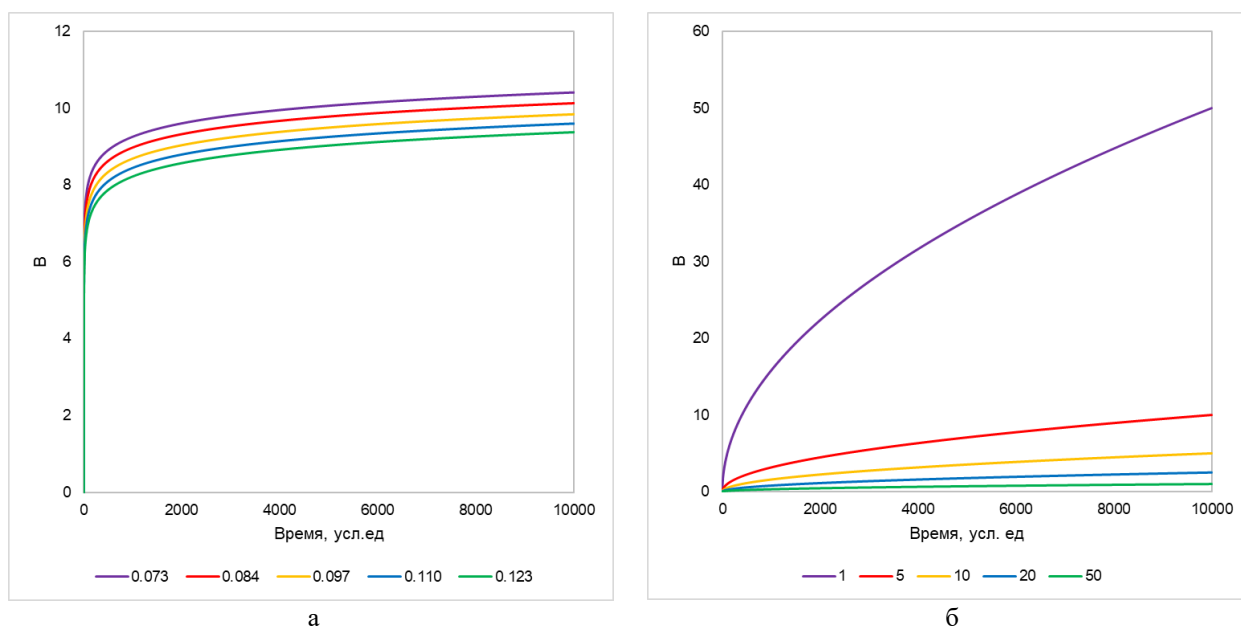


Рис. 1. Изменение параметра B во времени для двух типов канала перетока: а – ЗКЦ; б – трещина ГРП

В гидродинамическом симуляторе tNavigator была создана секторная модель, состоящая из нагнетательной скважины, двух пластов-коллекторов, разделенных непроницаемой перемычкой, и канала перетока. Канал перетока задавался зоной повышенной проницаемости. Варьирование протяженности канала позволяло задать тип перетока: ЗКЦ или трещина. Результатом моделирования было получение профилей температуры для случая ЗКЦ вниз и перетока по трещине вниз.

На рис. 2 показано различие в поведении теплового поля, обусловленное различной глубиной проникновения флюида в пласт. Этот факт объясняет слабое охлаждение прискважинной зоны в случае перетока по трещине, поскольку основной объем жидкости уходит глубоко в пласт.

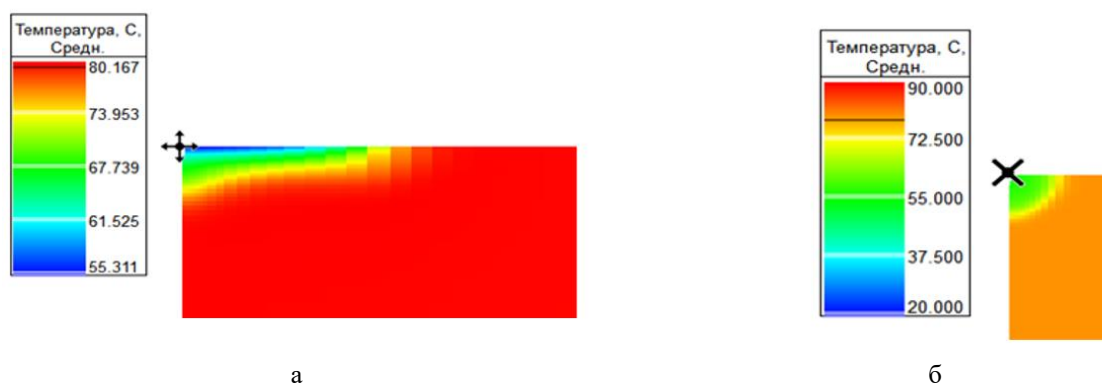


Рис. 2. Поведение температуры в пласте при наличии разных каналов перетока: а – ЗКЦ; б – трещина ГРП

На рис. 3 представлены рассчитанные тепловые профили для ЗКЦ и для трещины ГРП протяженностью 50 м. Поведение температуры соответствует логике типа перетока: быстрое охлаждение прискважинной части до температуры закачки (20 °С) в случае ЗКЦ и медленное охлаждение прискважинной области в случае перетока по трещине.

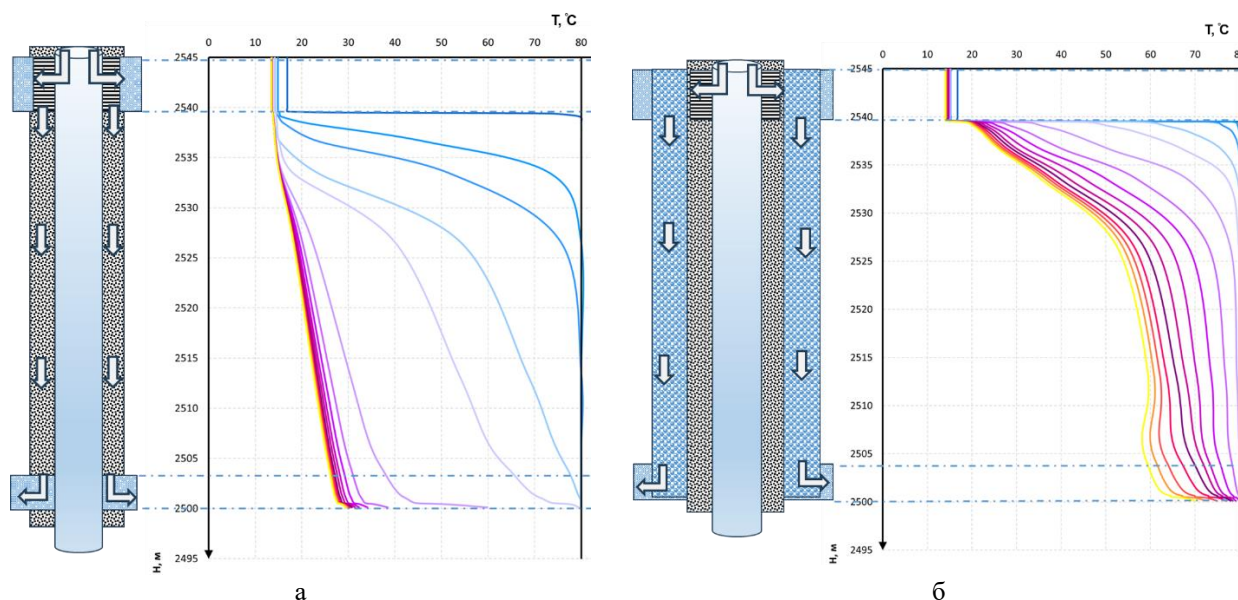


Рис. 3. Тепловые профили из численной модели: а – ЗКЦ; б – трещина ГРП

Воспроизведение перетока вверх является более сложной с технической точки зрения задачей. Данная разновидность перетоков характеризуется сильным влиянием закачиваемой жидкости на область, в которой происходит переток. На текущий момент вопрос диагностики перетока вверх находится в активной проработке.

Выявление перетока по трещине является непростой задачей. В случае, если движение жидкости происходит на больших расстояниях по сравнению с глубиной термометрии (актуально для протяженных трещин), то увидеть температурную аномалию вдоль ствола скважины скорее всего не удастся. Чтобы увидеть изменение теплового профиля скважины при перетоке по протяженным трещинам, скважина должна длительно эксплуатироваться на высоком расходе, чтобы тепловой след перетока успел распространиться по объему, примыкающему к зоне дренирования. Решением проблемы, связанной с установлением факта перетока по трещине, может быть привлечение данных многоцикловых ГДИС [3].

Выводы

Авторами была проведена масштабная работа по анализу проблематики непроизводительной закачки, а также подходов к исследованию явления. Предложенная методика комплексирования результатов ГДИС и ПГИ для оценки состояния нагнетательных скважин имеет математическое обоснование, а также множественное опробование на базе настоящих скважинных исследований. В частности, масштабный анализ с использованием предлагаемого подхода был проведен на нагнетательных скважинах Ачимовских отложений, где были выявлены многочисленные перетоки по трещинам. Впоследствии было предложено провести

дополнительные исследования ГДИС методом индикаторной диаграммы (ИД) для оценки давления раскрытия трещин и эксплуатации скважин на давлении, не превышающем давления раскрытия трещины авто-ГРП.

Литература

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
2. *Батманова О.В., Наумов А.С., Ерастова В.А.* и др. Аналитическое моделирование поведения теплового поля для случаев радиальной и линейной фильтрации в околоскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия: Сложные системы: модели, анализ и управление. 2023. С. 3–13. <https://doi.org/10.18137/RNU.V9I87.23.02.P.3>
3. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Ридель А.А.* и др. Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 92–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-92-105>

ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА

Никонорова А.Н.^{1,2}

1 – ООО «Газпромнефть НТЦ», РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д

2 – НОЦ «Газпромнефть-КФУ», РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18

E-mail: Nikonorova.AN@gazpromneft-ntc.ru

Ачимовская свита обладает высоким потенциалом по объемам запасов нефти. Однако анализируемый коллектор представлен низкопроницаемыми породами, а его разработка требует особых подходов к вопросам эффективного вытеснения углеводородов. Как эффективно организовывать и оптимизировать систему поддержания пластового давления на таких объектах, вопрос довольно актуальный и открытый в настоящее время для многих исследователей и инженеров.

На основе комплексного анализа работы системы поддержания пластового давления в ачимовском коллекторе было установлено, что эффективность заводнения водой по вертикальным скважинам системы ППД (поддержание пластового давления) весьма слабая.

По результатам промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин выявлена существенная доля нецелевой закачки по объекту за счет раскрытия трещин авто-ГРП (гидроразрыв пласта). Так, на рис. 1 приведен график многоцикловых гидродинамических исследований скважин, по результатам которых оценено давление раскрытия трещины авто-ГРП на объекте и количественно определена доля нецелевой закачки ~80% на основе разницы проводимостей в циклах до и после закрытия трещины (рис. 2 – LOG-LOG диагностика на двух циклах) [1–4].

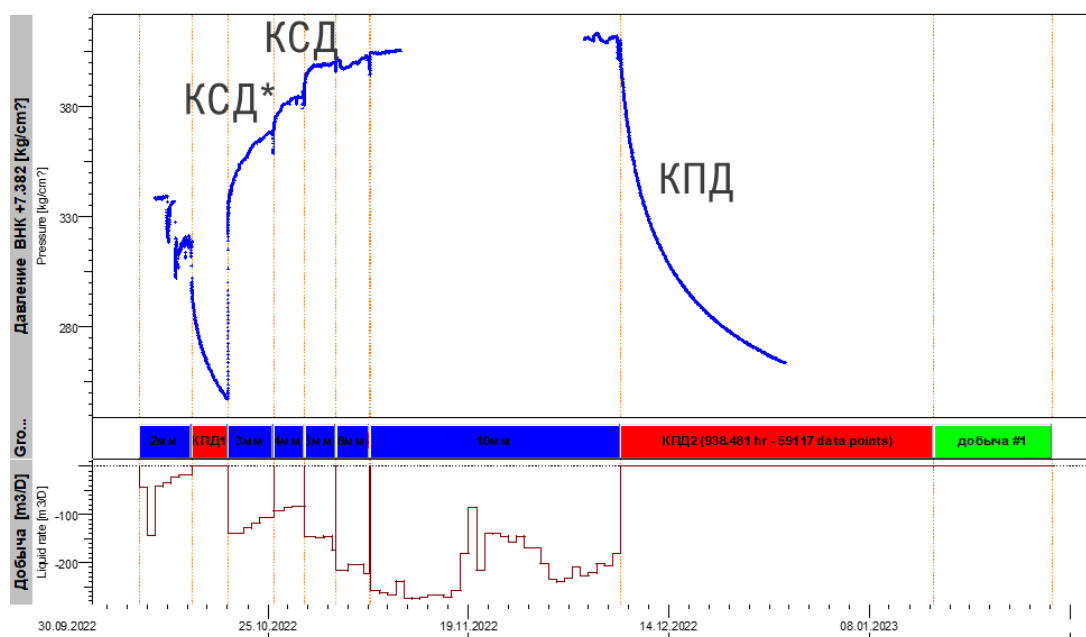


Рис. 1. График многоцикловых ГДИ на анализируемой скважине 1*

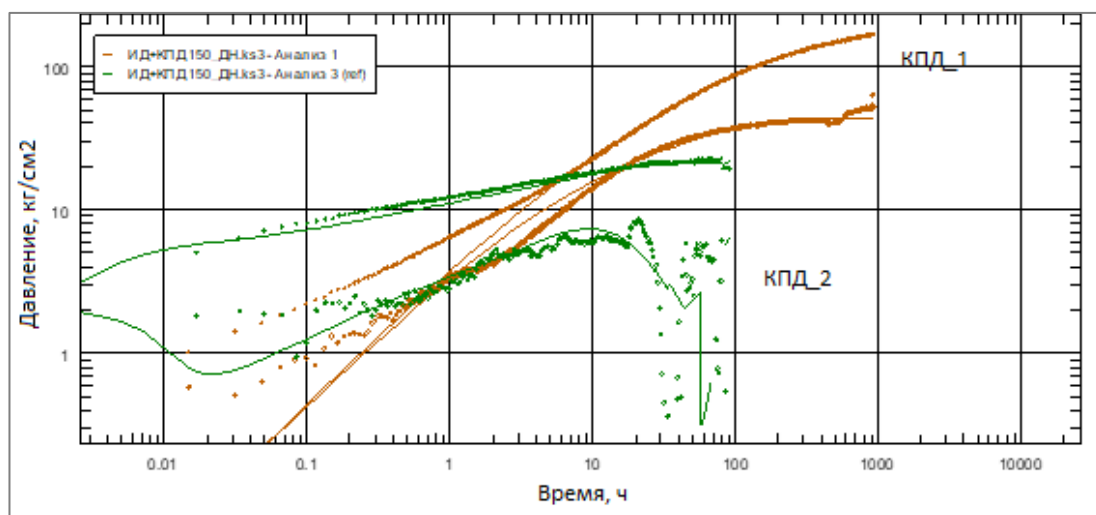


Рис. 2. Диагностический LOG-LOG график по двум циклам исследований ГДИ на скважине 1*

На рис. 3 приведены результаты промыслово-геофизических исследований на анализируемой скважине, на котором не диагностируется значительной доли нецелевой закачки, что вызывает противоречия между двумя классическими методами диагностики проблематики на скважинах нагнетательного фонда. Только комплекс двух методов позволил установить, что канал перетока является трещина авто-ГРП (ПГИ), а количественная доля уходящей воды составляет около 80 % (ГДИ) [1–4].

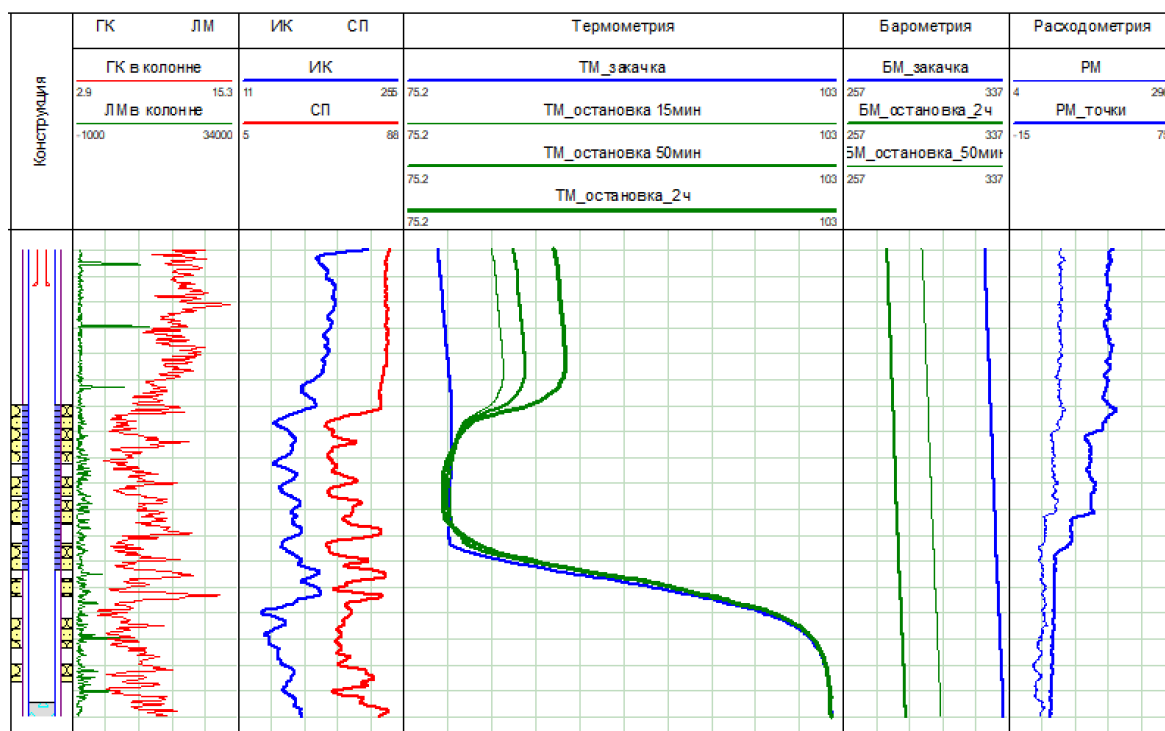


Рис. 3. Результаты промыслово-геофизических исследований на скважине 1*

Комплекс ГДИ и термометрии позволяет количественно оценить долю непроизводительной закачки и оценить ее тип.

В низкопроницаемом коллекторе наблюдаются резкие прорывы воды по трещинам авто-ГРП в нагнетательном фонде, влияние нагнетательного фонда на добывающее окружение весьма слабое, приросты по добыче нефти низкие. Для оптимизации системы ППД была предложена методология подбора кандидата под перевод скважин в ППД, основанная на межскважинных исследованиях и анализе работы скважин.

Так, ожидается, что применение горизонтального ППД в зонах с улучшенной гидродинамической связью между скважинами позволит повысить эффективность системы более чем на 30 %.

Кроме того, вытеснение углеводородов может происходить не только водой, но и попутным нефтяным газом под особым контролем. На основе моделирования было установлено, что закачка газа более чем в 2 раза эффективнее закачки воды при прочих равных условиях (рис. 4).

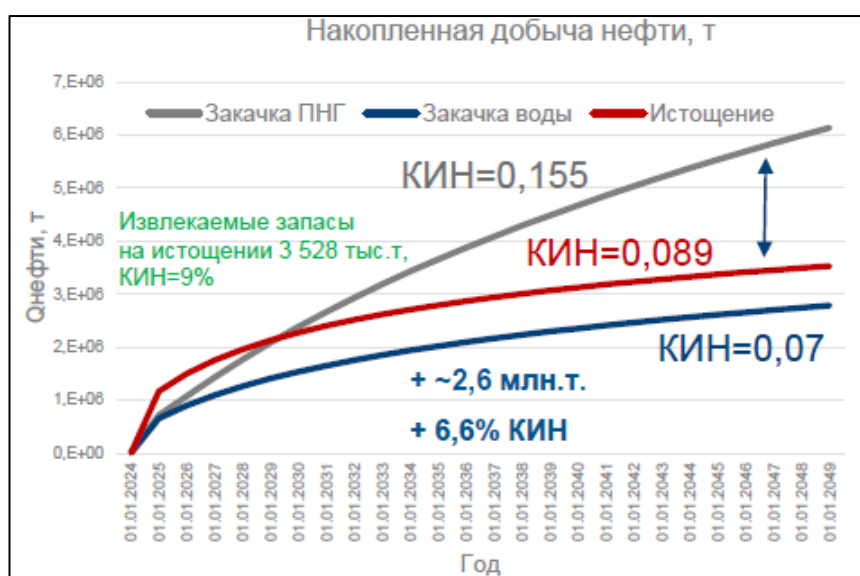


Рис. 4. Сопоставление накопленной добычи от вытеснения водой и газом

Выводы

На основе комплексного анализа установлено, что основными источниками ухода воды являются перетоки по трещинам авто-ГРП. Кроме того, при снижении давления нагнетания к давлению раскрытия трещины ГРП сильно снижается приемистость. Рекомендуется рассмотреть к переводу в ППД горизонтальные скважины для более эффективной работы системы ППД.

Доля непроизводительной закачки составляет 70–80 %. Рекомендуется проведение гидродинамических исследований скважин по схеме «индикаторные диаграммы (ИД) + кривая падения давления (КПД)» на нагнетательном фонде месторождения для уточнения типа и доли перетоков для эффективного их устранения.

Литература

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. 896 с.

2. *Никонорова А.Н., Кременецкий М.И.* Результативность термометрических исследований скважин при диагностике и оценке параметров трещин гидроразрыва пласта // Каротажник. 2023. Вып. 1(321). С. 56–67.

3. *Пономаренко О.М., Никонорова А.Н., Наумов А.С., Гуляев Д.Н.* Диагностика типа межпластовых перетоков, приводящих к непроизводительной закачке воды при разработке нефтяных месторождений // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2023. № 2(311). С. 50–58. [https://doi.org/10.33285/2411-7013-2023-2\(311\)-50-58](https://doi.org/10.33285/2411-7013-2023-2(311)-50-58)

4. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Ридель А.А* и др. Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 92–105. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-92-105>

ВЫБОР БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ПРИ ГЛУШЕНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Никулин В.Ю.

ООО «РН-БашНИПИнефть», РФ, 450006, г. Уфа, ул. Ленина, д. 86, корп. 1

E-mail: NikulinVY@bnipi.rosneft.ru

Проведение текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС) зачастую осложняется рядом факторов, в том числе – интенсивными поглощениями технологических жидкостей и рисками прорывов газа. Проблематика борьбы с данными осложнениями усиливается широким диапазоном условий, характеризующих интенсивность их проявления – терригенные и карбонатные коллекторы, зоны аномальных пластовых давлений, высоких и низких пластовых температур, встречаются как новые малоизученные залежи, так и значительно выработанные и т. д. Особенно остро проявляется проблема интенсивных поглощений при проведении ремонтных работ в условиях суперколлекторов, карбонатных объектов и низкотемпературных пластов, где традиционные технологии контроля поглощений при глушении (блокирующие составы (БСГ) с разнофракционным гранулярным кольматантом) и ТКРС (цементные растворы с высокой водоотдачей, водонабухающие составы) не справляются с данной задачей. В указанных условиях возрастает роль технологий, направленных на борьбу с поглощениями технологических жидкостей и прорывами газа при глушении и ТКРС.

Отсутствие единой методологии выбора составов и проведения лабораторных исследований их блокирующей и газодерживающей способности является причиной использования закачиваемых в скважину технологических жидкостей в больших объемах. В связи с этим возникает потребность системного обоснования применения эффективных составов и технологий борьбы с поглощениями при глушении и ТКРС на месторождениях, которые характеризуются большим разнообразием геолого-физических характеристик, фильтрационно-емкостных свойств и термобарических условий на основе обширных теоретических и экспериментальных исследований.

В первую очередь проведен анализ современного состояния методов борьбы с поглощениями технологических жидкостей при глушении скважин и ТКРС, отдельное внимание уделено оценке газодерживающей способности применяемых составов. Разработаны расширенные классификации технологий. Определена область эффективного применения БСГ в зависимости от геолого-физических условий эксплуатации скважин [1–3].

Следующим шагом проведены лабораторные исследования составов различной природы (инвертно-эмульсионные растворы, БСГ на углеводородной основе, вязкоупругие полимерные составы, сшитые пенные системы, армированные вязкоупругие составы, суспензии с различными кольматантами). Программа исследований включала этапы по определению физико-химических свойств (в том числе возможность деструкции и реологические свойства), а также блокирующей и газодерживающей способности составов. Исследование блокирующей способности составов проводилось с использованием фильтр-пресса (тестер проницаемости) и фильтрационной установки. В качестве модели пласта использованы как натурные керны или модели трещины, так и щелевые или керамические

диски. Факт наличия газодерживающей способности при наличии блокирующей способности определялся также на фильтр-прессе. Сравнительное исследование газодерживающей способности проводилось на фильтрационной установке и разработанном стендовом комплексе по выдавливанию состава из металлического капилляра.

Особое внимание уделено исследованиям газодерживающей способности инвертно-эмульсионных растворов в зависимости от их плотности при неизменном соотношении водной и углеводородной фазы. Отмечено, что с увеличением плотности эмульсии увеличиваются ее реологические характеристики (вязкость, предельное напряжение сдвига), т. е. эффективность борьбы с поглощениями, но уменьшается газодерживающая способность (давление прорыва газа).

На основании проведенных экспериментальных исследований сформирован рейтинг составов по блокирующей и газодерживающей способности, а также разработаны рекомендации по методике проведения лабораторных исследований составов для глушения скважин и ТКРС в зависимости от типа состава, горно-геологических условий и цели применения (борьба с поглощением / газопроявлением при глушении скважин / ТКРС).

Проведены промысловые испытания технологий глушения скважин в условиях интенсивных поглощений, в том числе:

- рифовый карбонатный коллектор, аномально высокое пластовое давление, низкие пластовые температуры [4] – суспензия с комбинированным кольматантом (состав с мгновенной фильтрацией);

- терригенный коллектор, протяженные интервалы суперколлекторов, аномально низкое пластовое давление, низкие пластовые температуры [5] – суспензия с комбинированным кольматантом (состав с мгновенной фильтрацией);

- карбонатный коллектор, горизонтальные и вертикальные скважины, аномально низкое пластовое давление, риски прорыва газа – инвертно-эмульсионный раствор, сшитая пенная система.

По результатам промысловых испытаний сформированы критерии выбора типа кольматанта (разнофракционный гранулярный, синтетический волокнистый, органический и др.) в суспензионных блокирующих составах в зависимости от горно-геологических условий применения технологии борьбы с поглощениями.

Таким образом, на основании проведенных теоретических исследований, лабораторных исследований и промысловых испытаний разработаны рекомендации по выбору составов для предотвращения поглощений и газопроявлений при глушении и ремонте скважин в различных горно-геологических условиях. Выбор потенциально эффективного состава осуществляется на основе промыслового опыта применения аналогичных технологий, проведения комплекса физико-химических и фильтрационных исследований, а также, при необходимости, расчета ключевых параметров применяемых составов.

Литература

1. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х. и др. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20, № 3. С. 48–54. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-3-87-96>

2. Никулин В.Ю., Шаймарданов А.Р., Мукминов Р.Р. и др. Обоснование выбора технологий борьбы с поглощением тампонажных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 87–96. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-48-54>

3. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R. et al. Features of killing wells operating fractured formations with abnormally low formation pressures and high gas factor // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-202071-MS. <https://doi.org/10.2118/202071-MS>

4. Никулин В.Ю., Бритов Е.В., Мукминов Р.Р. и др. Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1(94). С. 76–80. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-76-80>

5. Никулин В.Ю., Бритов Е.В., Мукминов Р.Р. и др. Опыт глушения и консервации скважин тяжелыми жидкостями в автономных условиях на месторождениях Даниловского кластера // Нефтяное хозяйство. 2023. № 8. С. 53–57. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-8-53-57>

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ FREECAD И КОМПАС-3D

Олейников В.А.*, Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*E-mail: *vladislavoipng@gmail.com*

В данной работе исследуется возможность применения системного автоматизированного проектирования FreeCAD и Компас-3D с дополнительными модулями гидродинамики для моделирования работы газовой скважины. Проведена симуляция на примере фрагмента эксплуатационной трубы в области призабойной зоны ствола скважины. Приведены результаты расчетов и визуализация потока газа из пласта в скважину.

FreeCAD и Компас-3D являются мощными инженерными CAD-пакетами, которые предоставляют возможности для трехмерного моделирования. FreeCAD является инструментом с открытым исходным кодом, который позволяет создавать разнообразные модели в трехмерном пространстве. Он предоставляет широкий набор инструментов для создания деталей, сборок и анализа моделей. FreeCAD также позволяет настраивать и расширять функциональность программы, добавляя собственные модули и плагины. Благодаря простому и интуитивно понятному интерфейсу FreeCAD подходит как для профессионалов, так и для новичков.

Компас-3D, с другой стороны, – это интегрированная система проектирования 3D-моделей и документации, разработанная компанией ASCON. Он предоставляет широкие возможности для создания сложных объектов, включая их параметризацию, моделирование поверхности, анализ прочности и многое другое. Компас-3D также обладает большим набором инструментов для создания технической документации, такой как чертежи и спецификации.

В данной работе использован дополнительный модуль CFD Workbench для моделирования различных задач, таких как поток жидкости через трубопроводы, аэродинамические характеристики автомобилей или самолетов, тепловые потоки в системах охлаждения и многое другое. Это открывает широкие возможности для инженеров, дизайнеров и исследователей, чтобы изучать и оптимизировать свои проекты, улучшать эффективность и предсказывать поведение жидкостей и газов.

Область CFD может быть сложной, но CFD Workbench в FreeCAD предоставляет удобный и интуитивно понятный интерфейс для работы с анализом жидкостей и газов. Он позволяет пользователям с легкостью создавать сложные модели, проводить расчеты, анализировать результаты и визуализировать данные.

Приложение KompasFlow представляет собой интегрированный в Компас-3D инструмент анализа аэродинамики и гидродинамики проектируемого устройства. Он обладает простым интерфейсом для экспресс-анализа устройства на ранних этапах его проектирования и позволяет сделать первичную оценку влияния вносимых изменений в геометрию устройства на его эффективность. Данный инструмент позволяет моделировать: течение однокомпонентного газа (сверхзвуковое и дозвуковое течение, сжимаемые и несжимаемые среды); течение жидкости; теплопроводность и естественную конвекцию.

Данные гидродинамические модули на базе систем автоматизированного проектирования были использованы для расчета параметров и визуального представления газового потока на примере части эксплуатационной колонны с одним перфорационным отверстием газовой скважины (рис. 1). Исходные параметры модели эксплуатационной трубы представлены в табл. 1.

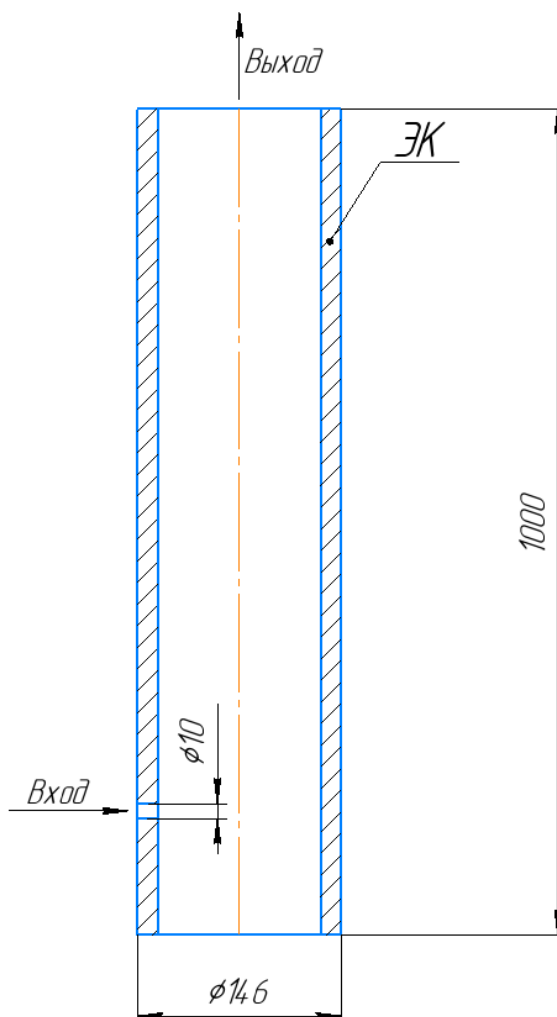


Рис. 1. Схема конструкции и потоков газовой скважины

Таблица 1. Исходные данные модели трубы с отверстием

Параметры модели		
Радиус трубы, мм	Высота трубы, мм	Диаметр отверстия, мм
73,00	1000,00	10,00

Первоначальный этап – это построение трехмерной сетки CFD Mesh на исходной детали, размер базового элемента для расчета сетки составил 6 мм.

В следующем этапе настройки физической модели проводился расчет фильтрации одной фазы без учета турбулентности, используя моделирование ламинарного течения по числу Рейнольдса. На входе модели задается объемный расход газа 3 м³/с, а на выходе – постоянное атмосферное давление.

В качестве флюида был использован газ (воздух), обладающий следующими свойствами:

- плотность воздуха $1,20 \text{ кг/м}^3$;
- динамическая вязкость воздуха $1,80 \cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Приобретенная практика моделирования работы фрагмента газовой скважины в системах автоматизированного проектирования (САПР) FreeCAD и Компас-3D позволяет рассчитывать поля скоростей и давления газа, а также представить их пространственные распределения в цветовой гамме (рис. 2, 3, 4). Результаты численного эксперимента показали, что потоки газа в скважине через перфорационные отверстия формируют сложные структуры с различными скоростями потоков при заданном ламинарном режиме, по этой причине возникает ускорение и связанные с ним силы. Эти силы могут быть использованы для сепарации газа от механических примесей и капель пластовой воды. Использование возможностей САПР позволяет создавать различные конструкции, с помощью которых можно управлять потоками газа для ограничения выноса механических примесей и воды.

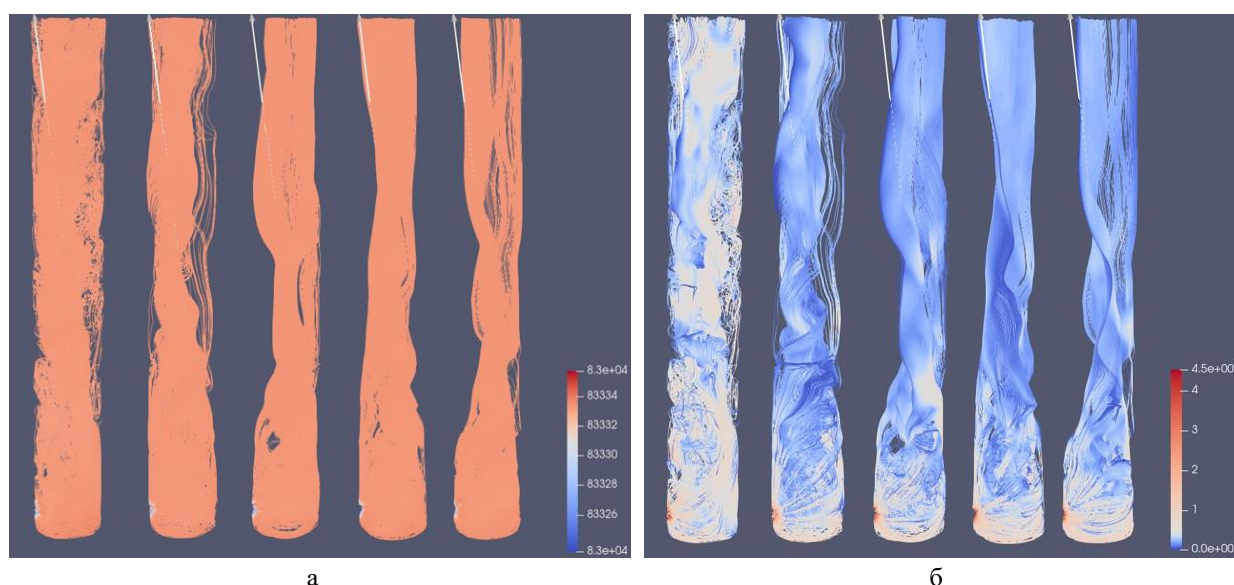


Рис 2. Визуализация вихревых потоков при 50, 200, 500, 700, 1000 итераций
а – потоки давлений; б – потоки скоростей

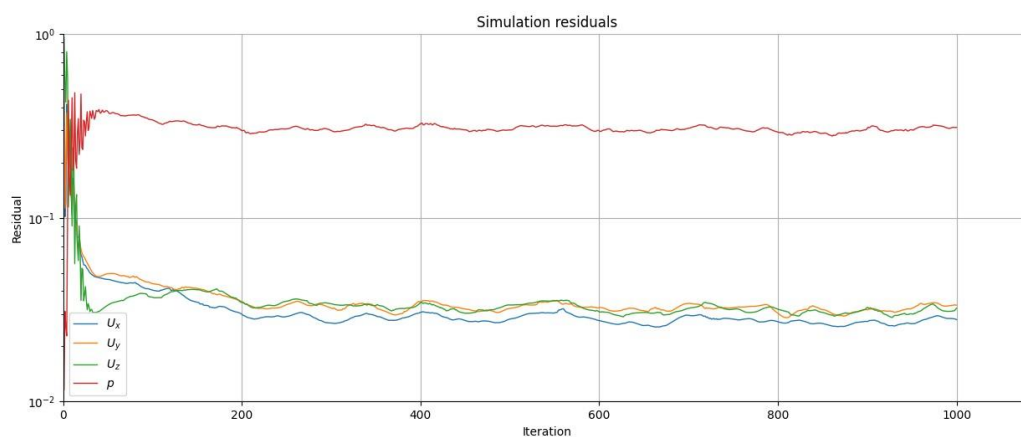


Рис. 3. График остатков скорости и давления

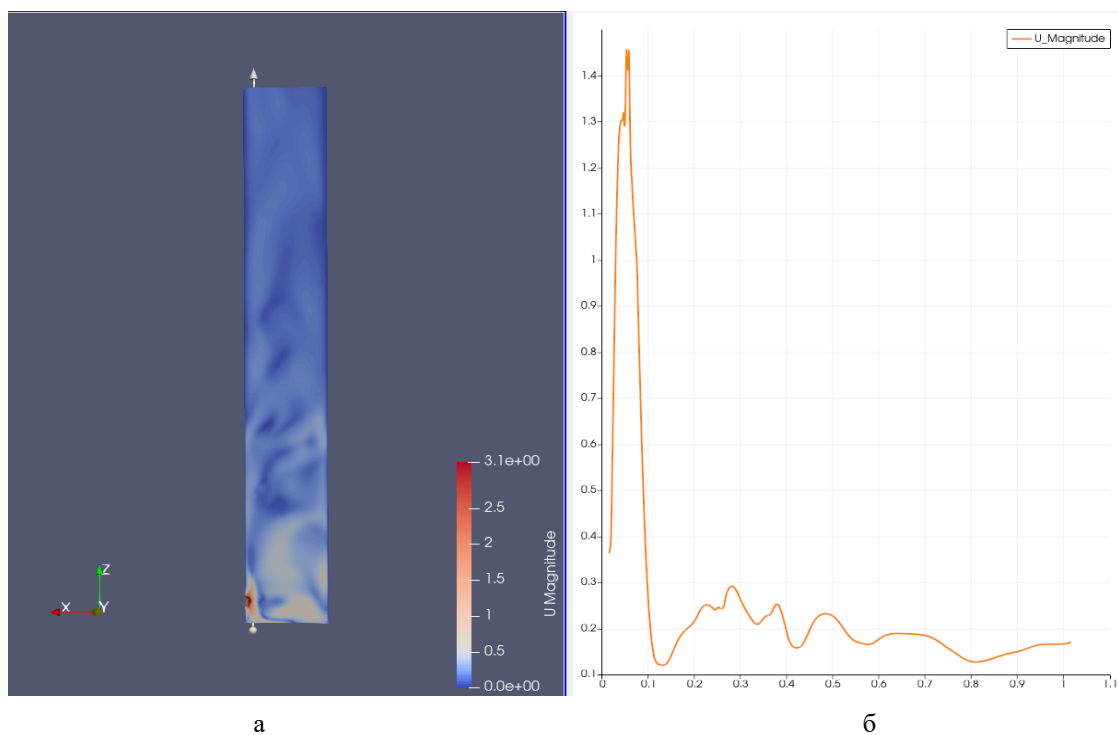


Рис. 4. Поля скоростей в эксплуатационной колонне
а – модель полей скоростей; б – график скорость вдоль трубы

Литература

1. OpenFoam: User Guide. <https://www.openfoam.com/documentation/guides/latest/doc/guide-turbulence-ras-k-omega-sst.html#sec-turbulence-ras-k-omega-sst-default-coeffs> (Дата обращения 12.09.2023).
2. KompasFlow. Система гидродинамического и термодинамического экспресс-анализа для КОМПАС-3D. Версия программы 18.x.x. Версия документации 07.09.2018. 119 с. https://kompas.ru/source/info_materials/2018/KompasFlow-Help.pdf (Дата обращения 12.09.2023).
3. Немного о турбулентности // FlowVision. 2020. 26 марта. <https://flowvision.ru/ru/support-menu-header-ru/blog-ru/turbulence> (Дата обращения 12.09.2023).

ПОВЫШЕНИЕ ДОБЫЧИ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА ДАВЛЕНИЯ ВЫСОКОЧУВСТВИТЕЛЬНЫМ МАНОМЕТРОМ

Прилуцкий А.А.*, Ворон К.А., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *prilutzcky.a@yandex.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью высокоточного мониторинга давления для определения оптимального режима эксплуатации высокодебитных газовых скважин, работающих при минимальных депрессиях. При его несоблюдении есть высокая вероятность самозадавливания скважины с последующим прекращением режима фонтанирования.

Для решения данной проблемы был разработан кварцевый манометр zPass20M, чувствительность которого позволяет проводить стандартную обработку диагностических технологий многоцикловых ГДИС ИД-КВД [1] для определения параметров пласта в условиях высокодебитных газовых скважин, работающих при минимальных депрессиях. В сравнении с рассматриваемым высокочувствительным манометром существующая стандартная аппаратура не позволяет проводить качественную интерпретацию, так как диагностические графики КВД зашумлены. Построение диагностических графиков по данным стандартного и zPass20M манометров приведено на рис. 1 и 2 соответственно.

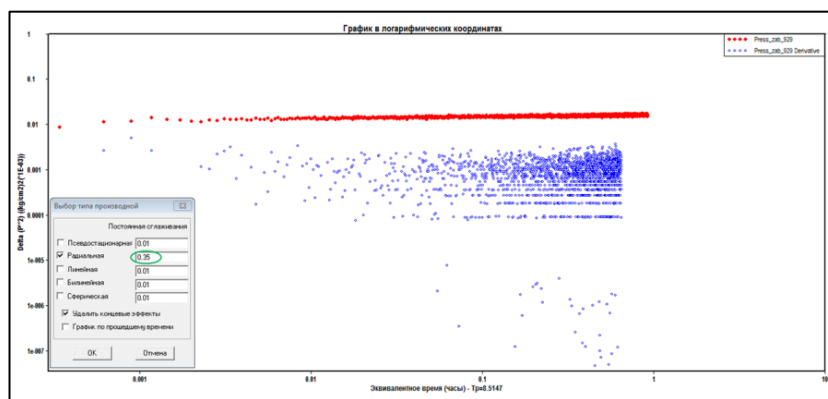


Рис. 1. Диагностический график КВД стандартной аппаратуры

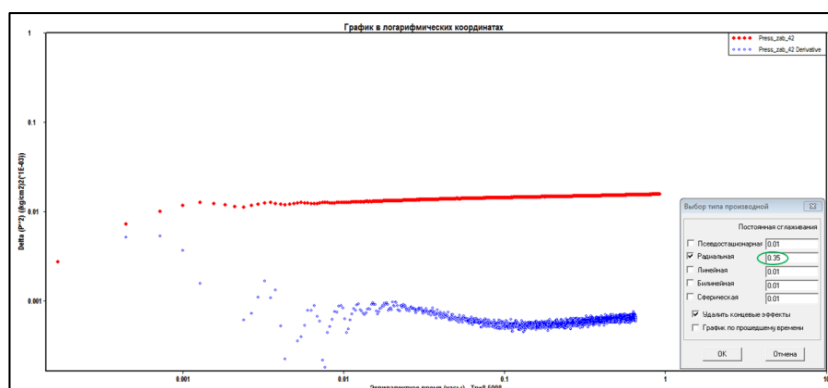


Рис. 2. Диагностический график КВД zPass20M

Чтобы провести исследование вышеупомянутой технологией ГДИС, исследуемая скважина была предварительно остановлена для регистрации кривой КВД с дальнейшим запуском на трех технологических режимах, а именно – 70 %, 80 % и 90 % от начального, между последующими режимами остановки – записи КВД.

Интерпретационные данные исследования манометром zPass20M приведены в табл. 1. Обзорный график исследования вместе с его решением приведен на рис. 3.

Таблица 1. Данные многоцикловых исследований манометром zPass20M

Режим	Ртр. (атм)	Рзатр. (атм)	Рзаб. (атм)	Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	Депрессия (атм)
Рабочий (100 %)	26,045	28,355	30,1720	308,3	0,2487
КВД	28,591	28,624	30,4207	–	–
режим 70 %	27,247	28,451	30,2681	222,6	0,1526
режим 80 %	26,895	28,410	30,2434	248,7	0,1773
режим 90 %	26,456	28,382	30,2115	282,2	0,2092

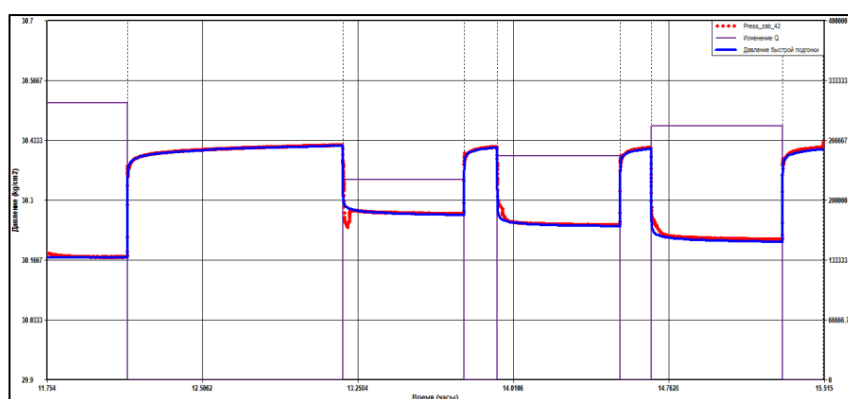


Рис. 3. Обзорный график с решением

Основной цикл интерпретации – длительный цикл КВД. На рис. 4 и 5 приведены график Log-log анализа и график временной функции Хорнера данного цикла. По графикам можно диагностировать структуру потоков вертикальной скважины с непроницаемой границей, удаленной на 85 м.

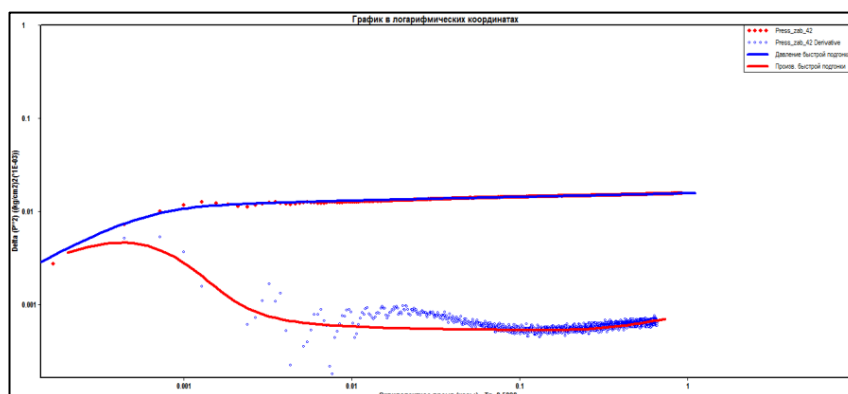


Рис. 4. Диагностирующий график выбранного КВД

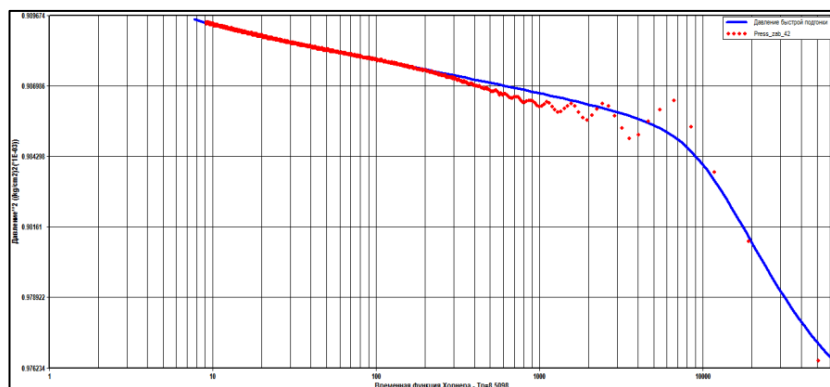


Рис. 5. График Хорнера выбранного КВД

Коэффициенты В и F – газовые аналоги коэффициентов А и В с поправками на вязкость газа и Z-фактор определены с помощью построения графика ЛПТ (ламинарный, переходный, турбулентный).

D – фактор, описывающий изменение скин-фактора скважины от дебита скважины, определен с помощью графика зависимости данных параметров.

Результат интерпретации данных манометра zPass20M – количественные фильтрационные характеристики пласта и характеристики, описывающие призабойную зону, представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результат интерпретации данных zPass20M

Параметр	Единицы	Значение
Коэффициент ствола скважины	м ³ /(кг/см ²)	1,0
Скин фактор интегральный (при Q=0 м ³ /сут)		+2,5
Геометрический скин фактор		-1,0
D – фактор (зависимость дебит-скин)	1/(м ³ /сут) 20 °С	1,585·10 ⁻⁵
Скин-фактор загрязнения		+3,5
Проницаемость фазовая по газу	мД	3132,78
Рассчитанное пластовое давление	атм	30,4541
Замеренное пластовое давление	атм	30,4207
Температура в ост. скв. (в точке записи)	°С	21,018
Коэффициент гидропроводности (газопроводности)	Д·см/сПз	1072532,5
Коэффициент а	(кг/см ²) ² /(тыс. м ³ /сут)	0,02333
Коэффициент b	(кг/см ²) ² /(тыс. м ³ /сут) ²	0,00008036
Абсолютно свободный дебит	тыс. м ³ /сут (20 °С)	3253,3
Глубина охвата исследования	м	170

Данные параметры были использованы для информационного насыщения существующих цифровых моделей залежи [2; 3]. Минимальный расход газа для выноса воды из скважины и предотвращения ее задавливания должен составлять 93 тыс. м³/сут. Рекомендованный режим эксплуатации для данной скважины составит: дебит 265 тыс. м³/сут при депрессии 0,195 кг/см². Рекомендуемое снижение дебита обусловлено целесообразностью приведения скорости газа в скважине до оптимального уровня для предотвращения выноса песка и его абразивного эффекта [4].

Выводы

1. Рассматриваемый манометр обладает сравнительно большей чувствительностью и пригодностью для исследований ГДИС на газовых скважинах, эксплуатируемых на низких депрессиях.
2. Фильтрационные характеристики пласта определены с высокой точностью и достоверностью.
3. Установленное значение S-фактора указывает на загрязнение призабойной зоны.
4. Установлено значение дополнительного S-фактора за счет увеличения D-фактора при увеличении дебита скважины.
5. Рекомендованный режим работы исследуемой скважины: дебит 265 тыс. м³/сут при депрессии 0,195 кг/см². Рекомендуемое снижение дебита обусловлено целесообразностью приведения скорости газа в газ-лифте к безопасным показателям для использования скважинного оборудования.

Литература

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. 896 с.
2. *Еришов С.Е., Крекнин С.Г., Шкуров Р.Р.* и др. Результаты разработки и внедрения системы технологий и методик газодинамических исследований скважин, обеспечивших возможность создания научно обоснованных цифровых моделей месторождений с целью эффективного контроля и оптимизации их разработки и эксплуатации // Каротажник. 2010. Вып. 3(192). С. 12–27.
3. *Ситников А.Н., Бочков А.С., Кричевский В.М.* и др. Создание карт проницаемости по данным исследований и нормальной эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 48–51.
4. *Lazutkin D., Gulyaev D., Morozovskiy N.* Oil production enhancement operations recommendations by well-testing and decline analyze // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187791-MS. <https://doi.org/10.2118/187791-MS>

ВЛИЯНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Равилов Н.Ш.^{1*}, Татур О.А.²

1 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 195112, г. Санкт-Петербург,

вн.тер.г. муниципальный округ Малая Охта, пр-т Малоохтинский, д. 45, лит. А

2 – Геонафт (группа компаний Цифра), РФ, 119234, г. Москва, Ленинские горы, вл. 1, стр. 75 Д

*E-mail: *ravilov_n@bk.ru*

Актуальность работы обусловлена тем, что геомеханическое моделирование широко применяется на современном этапе развития нефтегазовой отрасли и используется на протяжении всего жизненного цикла разработки месторождения. Погрешность геомеханической модели напрямую зависит от качества и достаточности входных данных. Так, например, для построения профиля упругих свойств используют результаты плотностного и акустического каротажей, каждый из которых уже имеет некую погрешность, обусловленную особенностями прибора или методиками расчета. Погрешность есть везде [1–3], во всех измерениях, т. е. имея даже данные идеального качества для построения геомеханической модели, все равно будем иметь некий коридор неопределенности. А в случае, если недостает каких-либо данных для моделирования, этот коридор неопределенности будет только увеличиваться. Поэтому очень важно уже на начальном этапе моделирования иметь представление о качестве исходных данных и о погрешности, которую они вносят в итоговую модель, и в случае необходимости предпринять меры по улучшению качества входных данных.

Первым этапом в построении геомеханической модели идет аудит исходной информации по объекту работ [4, 5]. Результатами данного этапа является заключение о достаточности или недостаточности данных для дальнейшего выполнения работ. Отсутствие калибровочной информации, результатов тестирования керна для пересчета динамических упругих модулей в статические и расчета прочностных свойств, замеров давления и горизонтальных напряжений (MDT, LOT, FMI) для построения профиля напряжения – все это так же вносит свой вклад в финальную неопределенность. Как показывает практика, именно этих данных зачастую не хватает или их качество является неудовлетворительным.

На рис. 1 представлена общая схема, используемая для построения геомеханической модели.

В данной работе предложен алгоритм определения погрешности и показано как изменяется коридор неопределенности для модели устойчивости скважины. Данный алгоритм определения погрешности геомеханической модели строится на принципах обработки результатов физических экспериментов.

Для учета качества данных каротажа в работах [4, 6] авторами был введен в формулу расчета погрешности параметр достоверности D . Этот параметр является «весом», «вкладом» определенной составляющей погрешности. Т. е. если качество данных плотностного каротажа низкое, то погрешность плотностного каротажа должна быть выше и у слагаемого в формуле появляется дополнительный коэффициент. На рис. 2 представлен пример коридора погрешности расчета динамического модуля Юнга, при уменьшении достоверности акустического каротажа до 0,5 (цифрами показаны значения относительных погрешностей, серой заливкой показан диапазон «плюс»/«минус» значение абсолютной погрешности от значения модуля Юнга).



Рис. 1. Схема входных данных для построения одномерной геомеханической модели

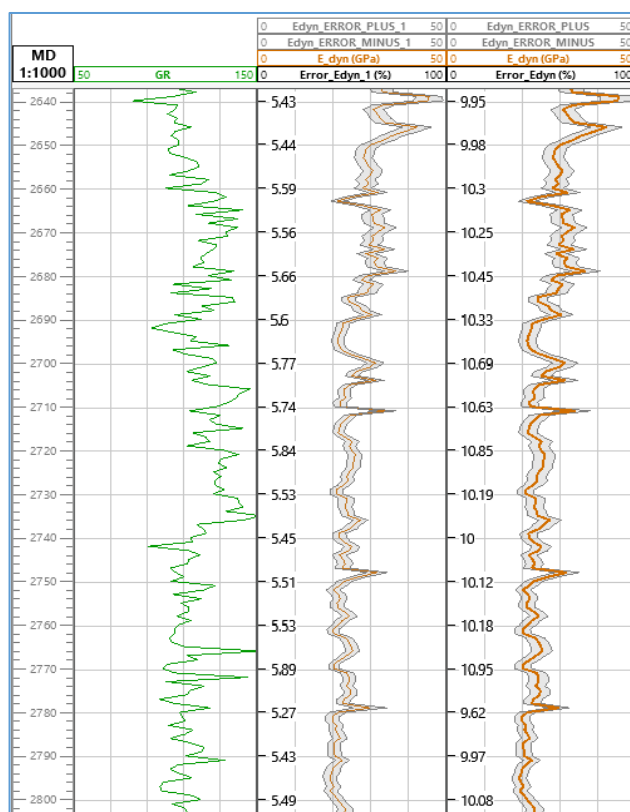


Рис. 2. Сравнение коридора погрешности для динамического модуля Юнга, рассчитанного для одних и тех же данных, но с разными значениями достоверности замеров акустического каротажа

На текущий момент подход к определению погрешности геомеханической модели разрабатывается на примере упрощенного процесса построения расчета устойчивости стенок скважины с рядом ограничений.

Целью расчета устойчивости стенок скважины является определение безопасных пределов циркуляции бурового раствора и оценка рисков при бурении с точки зрения устойчивости стенок, а также определение оптимальных азимута и зенитного угла скважины. Следовательно, от надежности расчета окна стабильности скважины зависит процесс бурения. Поэтому важно максимально точно определить погрешности, которые возникают при расчете градиентов обрушений, поглощений и ГРП.

На примере расчетов геомеханической модели скважины с изменяемыми входными данными, показано (рис. 3), что погрешность определения градиентов разрушений лежит в диапазоне от 14 до 44 %.

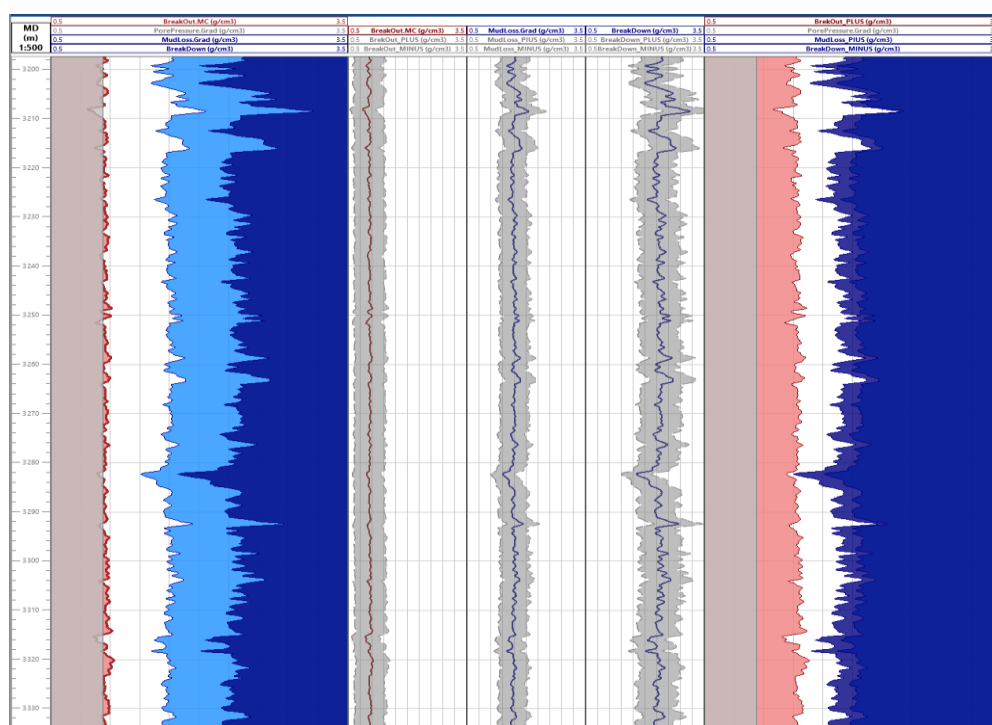


Рис. 3. Окно устойчивости.

Коридор погрешности при использовании данных высокой достоверности ($D_RHOV=1, D_DTP=1$), восстановленной поперечной волной с погрешностью 10 %, и зависимостей с коэффициентом корреляции 0,9.

Окно устойчивости при пессимистичном сценарии с максимально возможными погрешностями

Выводы

Применение данной методики позволяет на начальном этапе построения геомеханической модели (этап аудит данных) сделать вывод о качестве результатов моделирования и предпринять меры по повышению достоверности расчетов. В данной работе авторами не рассматривается оценка погрешности замеров пластовых давлений, тектонических констант и калибровочных точек для настройки профилей напряжений. Но это не значит, что они не вносят свой вклад. Наоборот, учет этих параметров – не такой однозначный, как расчет профилей упруго-прочностных свойств и будет проработан в следующих работах.

Литература

1. *Вострокнутов Н.Н.* Цифровые измерительные устройства. Теория погрешностей, испытания, поверка. М.: Энергоатомиздат, 1990. 208 с.
2. *Грановский В.А., Сурая Т.Н.* Методы обработки экспериментальных данных при измерениях. Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1990. 288 с.
3. *Широков В.Н., Лобанков В.М.* Основы метрологии, стандартизации и сертификации в геофизике: Учеб. пособие: В 2 ч. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 232 с.
4. *Ravilov N., Tatur O., Chettykbayeva K. et al.* Metrology and standardization in geomechanical modeling // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201980-MS. <https://doi.org/10.2118/201980-MS>
5. *Zoback M.D.* Reservoir geomechanics. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
6. *Равилов Н.Ш., Татур О.А.* Количественная оценка неопределенности при геомеханическом моделировании на основе калибровочных данных // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: Тез. докл. XI Молодежной международной научно-практической конференции. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. С. 9.

ПОВЫШЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МУЛЬТИСКВАЖИННОГО РЕТРОСПЕКТИВНОГО ТЕСТИРОВАНИЯ

Радькова Е.Ю.*, Мушегова А.И., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *radkova.eu@mail.ru

Введение

Любое разрабатываемое месторождение является сложной системой, в которой гидродинамические процессы тесно связаны между собой. Для получения оценок гидродинамической связности месторождения и количественного влияния нагнетательных скважин на процессы добычи можно использовать математический алгоритм мультискважинной деконволюции, основанный на анализе исторических данных о забойном давлении и дебите скважин. Данный математический инструмент позволяет выявить как общее, так и индивидуальное взаимодействие между скважинами на протяжении всей работы. Он позволяет определить, насколько изменения давления в центральной скважине связаны с работой других скважин. Кроме того, с помощью этого алгоритма можно восстановить историю пластового давления в области дренирования тестовой скважины и спрогнозировать его изменение при запуске или остановке скважин в этой области. Этот инструмент, называемый мультискважинным ретроспективным тестированием (МРТ), не требует остановки скважин для получения значений пластового давления, что делает его экономически полезным, так как исключает потери добычи во время остановки скважин при разработке месторождений. Результатом применения МРТ могут быть рекомендации по оптимизации системы поддержания пластового давления, настройке режимов работы скважин и проведению геолого-технических мероприятий для увеличения объемов добычи углеводородов [1, 2].

Метод

Реализация технологии МРТ завязана на применении математической модели деконволюции. В качестве входных данных используются исторические данные дебитов и давлений. Общий вид математической модели представлен уравнением (1).

$$P_n(t) = P_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^\alpha - q_k^{\alpha-1}) \cdot p_{nk}^u \cdot (t - t_\alpha), \quad (1)$$

где $P_n(t)$ – давление на n -й скважине на произвольный момент времени, $P_{i,n}$ – начальное давление на n -й скважине, q_k^α – дебит режима на n -й скважине, p_{nk}^u – переходная характеристика в интервале между k -й и n -й скважинами, $q_k^{\alpha-1}$ – значение дебита в $\alpha-1$ переходный отклик скважины n , t_α – момент времени начала α -режима на k -й скважине, N – число скважин в тесте, N_k – число режимов у k -й скважины.

Уравнение (1) называется уравнением многоскважинной свертки для забойного давления и означает, что если доступны все единичные влияния и единичное самовлияние, то отклик давления в каждой скважине может быть представлен как линейная сумма начального пластового давления, свертки единичного самовлияния с историей дебита n -й скважины и суммы всех сверток единичных влияний с историями изменения дебита соответствующих окружающих скважин. Подбирая единичные влияния, алгоритм минимизирует расхождение фактического и расчетного забойного давления и работает тем надежнее, чем больше несинхронных изменений дебитов скважин произошло за анализируемый период времени.

Примеры

Возьмем в качестве примера успешную реализацию технологии Мультискважинного Ретроспективного Теста (МРТ) с ценными результатами и анализом исторических данных. Этот пример основан на кейсе, выполненном на одном из месторождений Восточной Сибири, и представлен на рис. 1. Исследуемый участок показан на рисунке, где представлена группа из 9 скважин, составляющих исследуемую ячейку. Исходные исторические данные дебитов и давлений представлены на рис. 2.

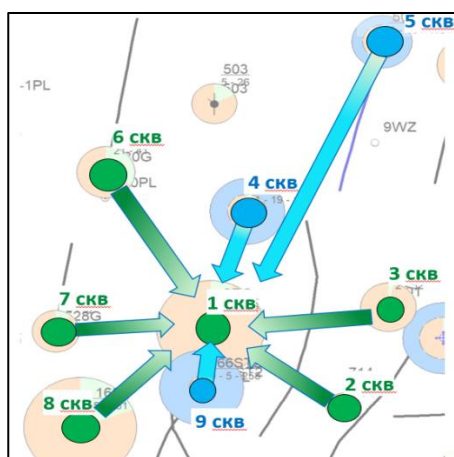


Рис. 1. Анализируемый участок месторождения, 1 скв – тестовая скважина

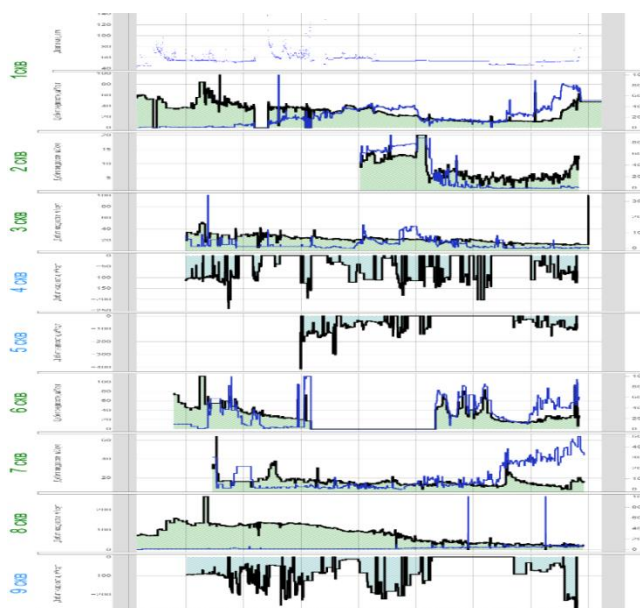


Рис. 2. Общий график дебитов и давлений в анализируемой ячейке

Тестовая скважина ячейки характеризуется ростом обводненности, также наблюдается рост пластового давления.

В ходе анализа данных при помощи алгоритма мультискважинной деконволюции была восстановлена история пластового давления, результат представлен на рис. 3.

На рис. 4 представлены анализируемый регион с нанесенными подписями к скважинам ячейки, где указаны накопленные и единичные влияния скважин окружения на тестовую скважину.

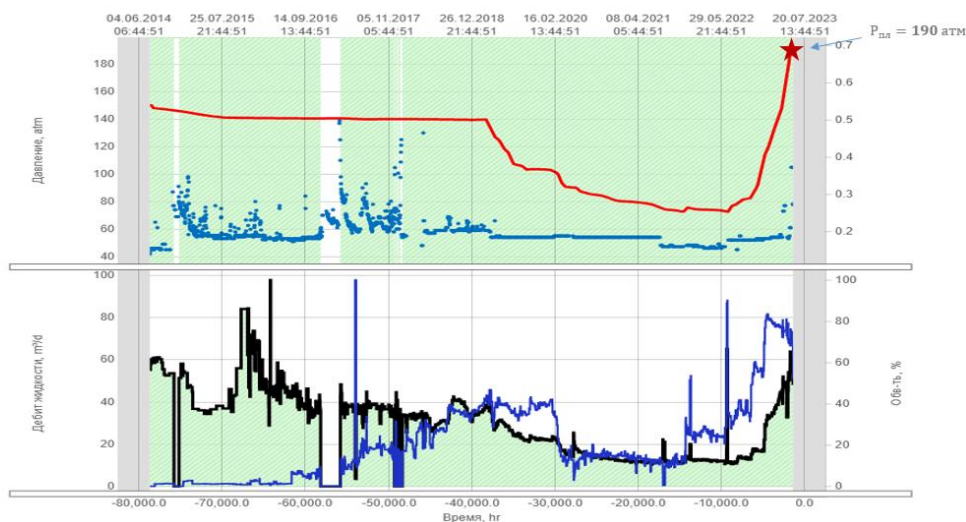


Рис. 3. Восстановленная история пластового давления в области дренирования скв. 1

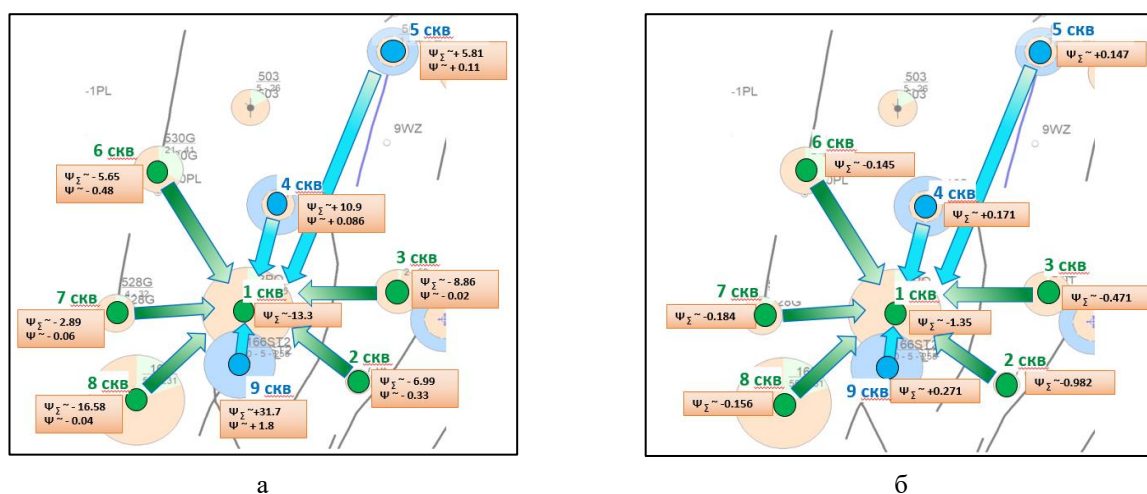


Рис. 4. Накопленные влияния скважин окружения (а) и единичные влияния (б) на тестовую скважину

По результатам анализа было рекомендовано уменьшить приемистость скважины 9 в 3 раза, что остановит рост пластового давления, увеличит добычу в тестовой скважине 1 и снизит обводненность.

Этот пример подтверждает, что МРТ является эффективным инструментом для оптимизации работы системы добычи углеводородов, основанной на анализе гидродинамической связности и количественного влияния скважин друг на друга.

Выводы

Применение мультискважинной деконволюции в качестве инструмента для анализа промысловых исторических данных работы скважины имеет ряд преимуществ, упрощающих контроль за состоянием объекта:

1. Разработчик имеет возможность получить величину пластового давления и воспроизвести его историю без необходимости остановки работы скважины. Это значительно снижает затраты на получение полезной информации об энергетическом состоянии пласта.

2. С использованием мультискважинной деконволюции можно оценить количественное влияние каждой скважины из ближайшего окружения на тестовую скважину. Это позволяет прогнозировать эффект от изменения режима работы скважины без необходимости проведения дорогостоящего исследования методом гидропрослушивания.

3. Применение математического алгоритма деконволюции позволяет провести комплексный анализ работы участка месторождения в кратчайшие сроки и принять оптимальные решения по изменению режимов работы скважин. Это позволяет добиться дополнительной добычи углеводородов без необходимости проведения дополнительных исследований.

4. Использование мультискважинной деконволюции предоставляет разработчикам инструмент для более детального анализа работы скважин и принятия оптимальных решений, что приводит к повышению эффективности добычи углеводородов.

Литература

1. *Belyakov A.A., Gulyaev D.N., Krichevskiy V.M.* et al. The efficiency of the novel technology reservoir pressure reconstruction without well shut-in and without production losses // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206490-MS. <https://doi.org/10.2118/206490-MS>

2. *Lazutkin D., Gulyaev D., Morozovskiy N.* Oil production enhancement operations recommendations by well-testing and decline analyze // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187791-MS. <https://doi.org/10.2118/187791-MS>

ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В РЕСПУБЛИКЕ СЕРБИЯ

Рашайски Р.

НИС «Газпром Нефть», Сербия, 21000, г. Нови Сад, ул. Народного фронта, д. 12

E-mail: rastkorasajski95@gmail.com, rastko.rasajski@nis.rs

Тема данной работы актуальна с точки зрения решения индивидуальных технических задач для большинства нефтяных месторождений, у которых ожидается ухудшение характеристик коллектора. Пескопроявление является хорошо известным случаем затруднения и ограничения добычи нефти и газа.

Проблема выноса песка при добыче нефти и газа на месторождениях Сербии присутствует с самого начала их эксплуатации. Его негативное влияние при добыче нефти и газа долгое время оставалось нерешенной проблемой. Поскольку вынос песка инициируется рядом факторов, начиная от этапа строительства скважины, – использованием неподходящих рабочих жидкостей, процессом освоения и гидродинамическими исследованиями, в ходе которых нередко скважина испытывается на максимальный дебит, то решение проблемы требует строгого контроля всего процесса и корректировки установленного режима работы [1].

Применение новейших химико-технологических решений при приготовлении рабочих жидкостей с полным учетом параметров пород-коллекторов, состав которых может быть чрезвычайно чувствительным, позволило продолжить изучение проблемы пескопроявления независимо от других проблем. Проблема пескопроявления становится все более выраженной на старых месторождениях в условиях возрастающей интенсивности заводнения. Активные отложения воды при всех своих физико-химических разрушительных свойствах растворяют вяжущее вещество и перемещают выделившиеся частицы в поры породы-коллектора [2]. Таким образом, в добыче появляется новая проблема, связанная не только с нестабильными коллекторами. Водоотведение рассматривается в мировой технике как отдельная проблема и решается независимо от задачи стабилизации коллектора.

В данной работе рассмотрены только проблемы пескопроявления при добыче углеводородов из нестабильных коллекторов, с учетом ранее полученных результатов, учитывая специфику условий применения методов борьбы с пескопроявлением на месторождениях Сербии. Обзор применяемых методов, с особым акцентом на «гравийную набивку» со всеми модификациями в соответствии со спецификой месторождения, представляет собой оригинальное изложение общепринятой концепции решения проблемы песка при добыче углеводородов.

В работах [3, 4] подробно описаны примененные популярные методы предотвращения выноса песка, поскольку обеспечить полное отсутствие проявления песка невозможно – это реализация таких мероприятий как: снижение добычи с целью создания небольших депрессий, где нестабильные частицы не будут выноситься из породы-коллектора, уплотнение сети перфораций с целью обеспечения минимально возможной скорости движения по перфорациям при одном и том же количестве жидкости в добыче, закрепление прискважинной зоны за счет связывания подвижных частиц, использование разных видов фильтров, закачка крупнозернистого кварцевого песка в ПЗС [5].

На нефтяных месторождениях Сербии были собраны образцы отложений, которые были обнаружены в процессах текущего и капитального ремонта скважин. Образцы были взяты несколькими способами:

1. После извлечения добывающей компоновки системы гравийных фильтров был открыт хвостовик фильтра и взят образец ручным способом.

2. При текущем ремонте проводились проверки дна в системе гравийных фильтров с канатной установкой. Установка спускала инструмент «улавливатель загрязнений», который при разгрузке на месте остановки собирал накопившиеся отложения в течение добычи.

3. На основе данных о добыче, которые указывали на наличие отложений в глубинных насосах, проводилась обратная промывка скважины, в конце которой были собраны полученные материалы на поверхности.

После сортировки полученных образцов, методом фотонной корреляционной спектроскопии (DLS) определены величины частиц, прошедших через гравийный фильтр (рис. 1).

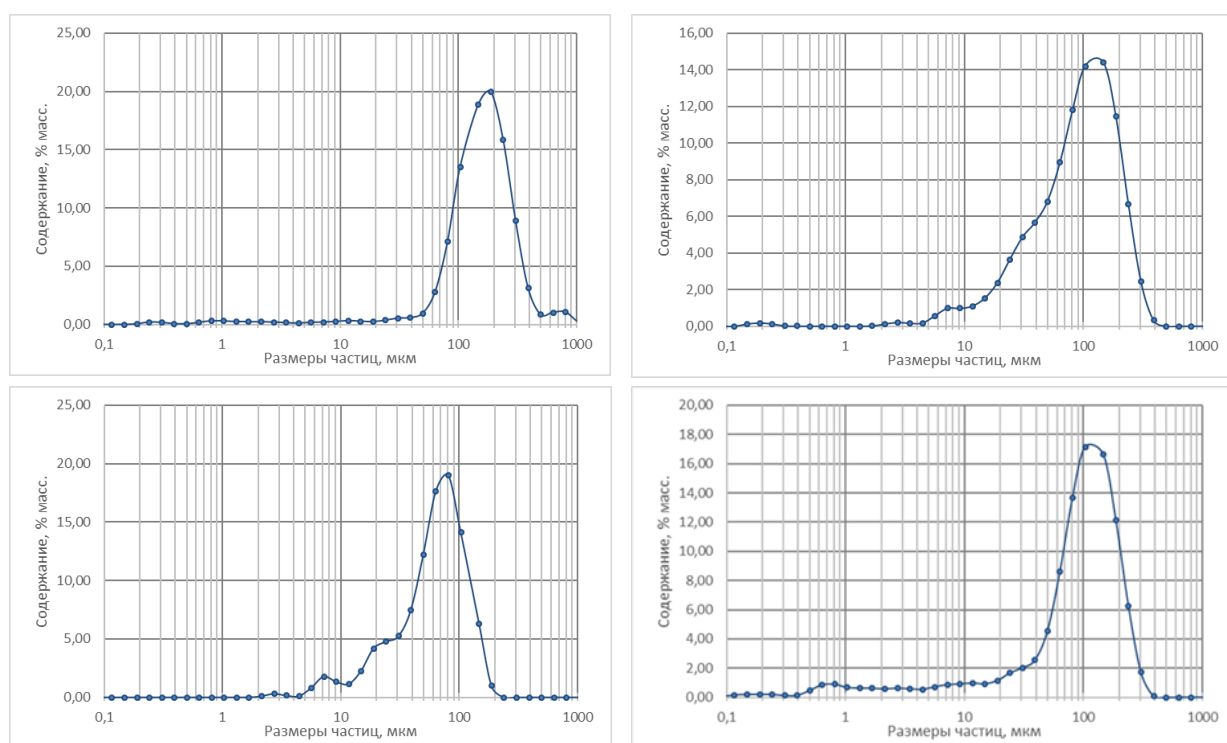


Рис. 1. Дифференциальные кривые распределения диаметра проникающих частиц в гравийные фильтры по размерам (образцы из четырех скважин)

Из рис. 1 можно сделать заключение, что диаметр проникающих частиц находится в диапазоне 0,01–0,2 мм. На данный момент на месторождениях Сербии применяется модифицированная инженерами система гравийной набивки, которая характеризуется размерами пропанта/кварцевого песка и минимальными размерами ячеек сетчатых фильтров больше, чем размер обнаруженных частиц.

Очевидная проблема заключается в неправильном подборе пропанта и/или фильтров. Соответственно, для того, чтобы решить проблему фильтрации мелких частиц через гравий и

фильтры, нужно рассмотреть варианты новой модификации конструкции системы гравийной набивки и другие физико-химические и механические методы.

Контроль проникновения песка в канал скважины требует комплексного анализа всех параметров, необходимых для применения того или иного метода [6]. Этот метод борьбы с пескопроявлением требует больших капиталовложений, но имеет большее применение, поскольку не требует сокращения добычи и не наносит ущерба насосам и наземному оборудованию [7]. Хотя снижение добычи было одновременно необходимым и успешным методом ограничения пескопроявления при добыче.

Литература

1. *Швец В.В.* Разработка и регенерация фильтров эксплуатационных гидрогеологических скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Новочеркасск, 2020. 23 с.
2. *Saucier R.J.* Considerations in gravel pack design // *Journal of Petroleum Technology*. 1974. Vol. 26, No. 2. P. 205–212. Paper SPE-4030-PA. <https://doi.org/10.2118/4030-PA>
3. *Новчић Д.* Контрола ситнозрних пескова са високим садржајем сититско-глиновите компоненте при производњи нафте из комплекса лежишта нафтног поља. Нови Сад: РО Нафтагас, 1985. 5 с.
4. *Одаловћ Б., Новчић Д.* Досадашњи резултати и будућа опредељења у производњи угљоводоника из лежишта лако покреливих пескова. Нови Сад: РО Нафтагас, 1986. 12 с.
5. *Tiffin D.L., King G.E., Larese R.E., Britt L.K.* New criteria for gravel and screen selection for sand control // SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, USA, 18–19 February 1998. Paper SPE-39437-MS. <https://doi.org/10.2118/39437-MS>
6. *Sparlin D.D.* Sand and gravel – A study of their permeabilities // SPE Symposium on Formation Damage Control, New Orleans, Louisiana, USA 30 January – 1 February 1974. Paper SPE-4772-MS. <https://doi.org/10.2118/4772-MS>
7. *Martch E., Hudson A., Bode W.* et al. Fundamentals of gravel pack performance with mesh screens // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 15–17 February 2012. Paper SPE-151865-MS. <https://doi.org/10.2118/151865-MS>

КОНТРОЛЬ ДИНАМИКИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СТАЦИОНАРНОГО ДАТЧИКА ТЕРМОМЕТРИИ

Соловьева В.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: Solovevaviktoria1997@gmail.ru

В настоящее время нефтегазовая промышленность переживает спад добычи на основных нефтяных и газовых гигантах. Однако не все месторождения считаются выработанными и перешедшими на заключительный этап. Зачастую данная проблема кроется в нерентабельной предшествующей разработке. Для корректировки прогноза эксплуатации и полного понимания характеристик залежи, компании стараются все чаще производить хорошие дорогостоящие исследования, что дает значительный толчок для развития новых технологий [1].

Одним из ключевых показателей эффективной эксплуатации скважины является долговременный мониторинг ее производительности [2], но не все компании готовы спускать в скважины высокоточные приборы и подключать высококлассное оборудование на начальном этапе эксплуатации. Основываясь на данном наблюдении, была разработана методика мониторинга динамики добычи, которая не только восстанавливает предыдущую работу пласта, но и позволяет определять нынешнюю работу скважины.

Методика основывается на одном из главных эффектов – теплообмене газожидкостной смеси в стволе скважины с вмещающими горными породами [3]. Поведение температуры напрямую зависит от теплового потока, сформированного притекающим флюидом, движущегося в стволе скважины. Также необходимо отметить, что на достаточном удалении от работающего интервала, вне зависимости от дебита скважины, температура изменяется с глубиной по зависимости, значительно схожей с линейной, и градиент остается стабильным.

Все перечисленные факторы позволили продвинуться в исследовании и на основе аналогии с полем давления вывести зависимости для циклического изменения дебита, представленные в этой работе:

$n=1$:

$$(CQ)_1 = \frac{4\pi\lambda_T}{\Gamma} \frac{T_1}{E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_1 - t_0)}\right)};$$

$n>1$:

$$(CQ)_n = \frac{\left\{ T_n \frac{4\pi\lambda_T}{\Gamma} - \sum_{i=1}^{n-1} (CQ)_i \cdot \left(E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_i)}\right) \right) \right\}}{\left\{ E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{n-1})}\right) \right\}}$$

Указанная формула позволяет произвести качественный анализ динамики поведения дебита в скважине, за счет использования в расчетах инварианты (произведения дебита на теплоемкость движущегося флюида). Однако для проведения количественной оценки производительности скважины необходимы данные о реальных дебитах и долях флюида (при многокомпонентном притоке). Данная информация позволит снизить погрешность с учетом тепловых свойств пород.

Рассматриваемая методика опробовалась на добывающих и нагнетательных скважинах [4]. Один из таких примеров показан ниже – здесь были предоставлены данные стационарного термометра, манометра и расходомера в нагнетательной скважине (рис. 1)

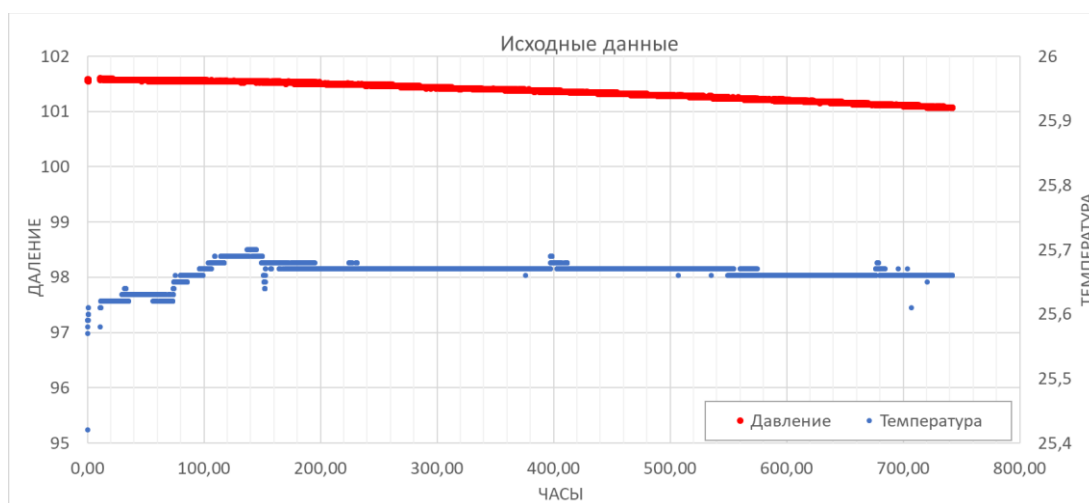


Рис. 1. Исходные данные

В ходе исследования были выявлены достаточно сильные помехи в данных расходомера, связанные с изменением интенсивности закачки в пласт (рис. 2). Однако результаты опробования методики оказались положительными и рассчитанные данные не только сошлись с показаниями расходомера, но и в случае небольшого увеличения закачки представили реальную приемистость.

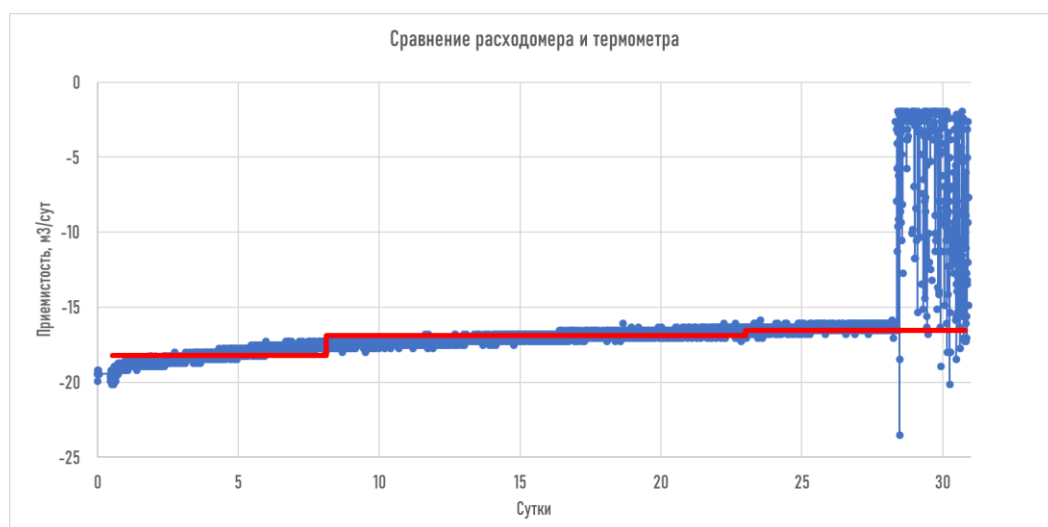


Рис. 2. Сравнение полученных результатов
(красная линия – расчетная приемистость; синяя линия – приемистость по расходомеру)

Основываясь на вышеизложенном, можно сказать, что предложенная экспрессная методика дает возможность отслеживать динамику изменения работы скважины и воспроизводить историю ее работы, а также позволит создать технологии для быстрого определения нарушений в скважине.

Литература

1. *Кременецкий М. И., Ипатов А. И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 2. Роль гидродинамического-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
2. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
3. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 780 с.
4. *Соловьева В.В., Кременецкий М.И.* Контроль динамики производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе. Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 4(36). С. 38–50.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОДНОРОДНОЙ ФУНКЦИИ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Фахрутдинов А.Р.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: aza_fakhrutdinov@mail.ru

Традиционные методы компьютерного моделирования являются инструментом оперативного управления разработкой месторождения. Данные методы порой не подходят для автоматизации процесса управления разработкой, более того, построение модели, адаптация, расчеты и последующие обновления отнимают значительное время.

Высокая степень неоднородности коллекторов увеличивает неоднозначность фильтрационных потоков в ГДМ ввиду неточности исходных данных, вследствие чего модель не может являться достоверным инструментом для прогнозирования закладываемых мероприятий.

Классические методы, применявшиеся ранее, в настоящее время в значительной степени вытеснены численными моделями. Получение более достоверных результатов основано на входных данных, используемых в моделях, а именно: изменения пластового давления, PVT-свойств и истории добычи, это в значительной степени уменьшает погрешность, связанную с геологической неопределенностью исходных данных и процессом адаптации, которые строятся на предположениях геолога и инженера-разработчика. Следовательно, уравнение материального баланса может давать более достоверные результаты расчета и служить дополняющим моделирование инструментом как с целью определения геологических запасов и режима вытеснения, так и прогнозирования будущих мероприятий.

Одним из необходимых условий применения уравнения материального баланса является определение динамики падения пластового давления, а именно осреднение данных по отдельным скважинам с целью определения однородной функции падения давления для пласта-коллектора в целом.

При равновесии в пласте график падения давления пласта будет выглядеть следующим образом (рис. 1а), такое монотонное падение в пласте наблюдается при однородном, хорошо проницаемом изотропном пласте на установившихся режимах, что на практике практически не встречается. Чаще всего снижение пластового давления в каждой скважине происходит по-разному и будет главным образом зависеть от неоднородности пласта и режимов скважин (рис. 1б)

При отсутствии равновесия среднее давление возможно определить по средневзвешенным давлениям, измеряемыми в области дренирования скважин:

$$\bar{p} = \sum_j p_j V_j / \sum_j V_j,$$

где p_j – давление, измеряемое в области дренирования j -ой скважины;
 V_j – объем области дренирования j -ой скважины.

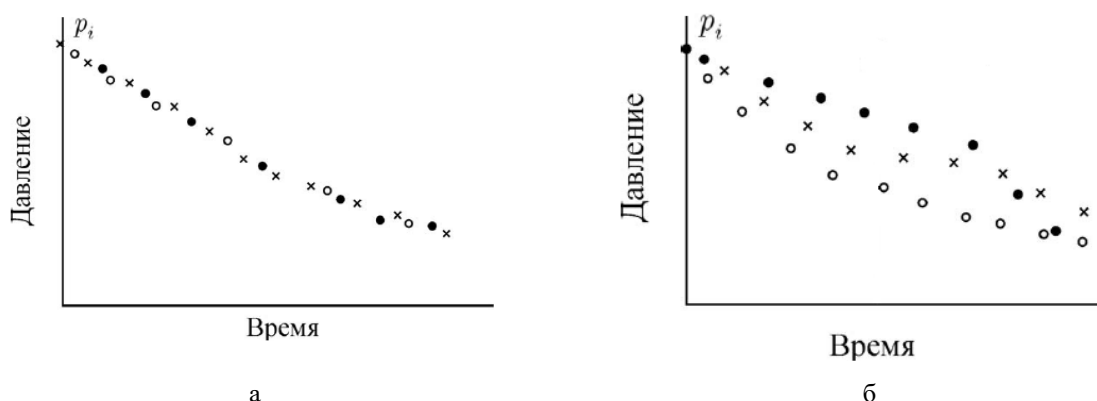


Рис. 1. Графики падения давления в скважинах при равновесии (а) и при отсутствии равновесия (б)

Данную формулу можно записать в следующем виде [1]:

$$\bar{p} = \frac{\sum_j p_j q_j / p'_j}{\sum_j q_j / p'_j}.$$

где p_j – давление, измеряемое в области дренирования j -ой скважины;
 q_j – дебит j -ой скважины с учетом изотермической сжимаемости.

Результаты расчета по данной формуле сильно искажаются при неустановившихся режимах, особенно когда влияние оказывает не только отбор соседних скважин, но и закачка воды в пласт. То есть необходимым условием использования данного выражения является расчет индивидуальных дебитов скважин при установившемся режиме работы.

Данная проблема была рассмотрена в работах [2–4]: наличие двойной среды увеличивает фактор неопределенности, особенно на неустановившихся режимах фильтрации. Фактором, влияющим в значительной степени, зачастую служит совместная эксплуатация пластов [2], незамкнутость пласта и поддержание пластового давления будут являться условиями, вызывающими дополнительную неточность в расчетах [3]. На статистических методах было проанализировано и установлено, что большинство погрешностей, связанных с пластовым давлением, возникают из-за недостаточного времени остановки скважины, в зависимости от условий залегания и метода измерения погрешность в измерениях пластового давления составляет от 1 до 4 атм, также нередки случаи, когда погрешность достигала 7 атм [4].

Представленная методика расчета подходит для зрелых месторождений, где неопределенность в пластовом давлении является основным фактором, приводящим к погрешностям в результатах расчета методом материального баланса.

График результатов осреднения пластового давления по объекту АБВГД представлен на рис. 2 и в табл. 1.

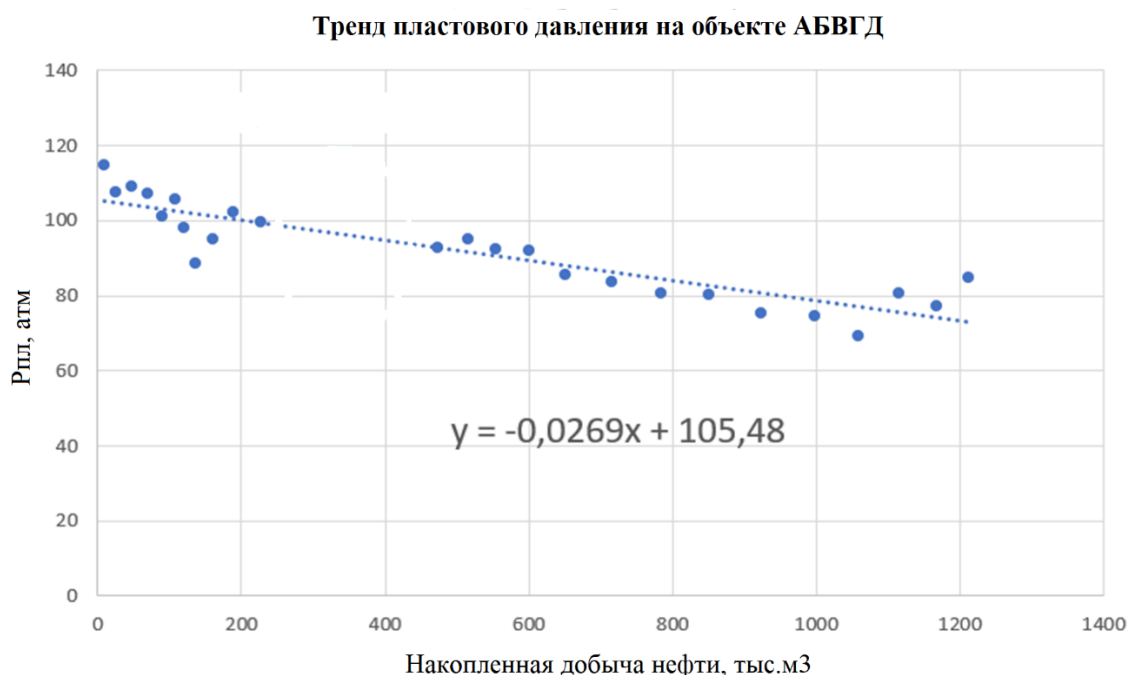


Рис. 2. График осредненного пластового давления для объекта АБВГД при отсутствии равновесия

Таблица 1. Обобщенные результаты осредненного пластового давления для объекта АБВГД

Год	Qн, тыс. м ³	Wр, тыс. м ³	fws, %	Wi, тыс.м ³	SUM(Qн), тыс.м ³	Рпл, атм
1983	0,68	0,00	0,00	0,00	0,68	105
1984	3,12	0,00	0,00	0,00	3,81	105
1985	1,53	0,00	0,00	0,00	5,34	105
1986	2,96	0,00	0,00	0,00	8,30	105
1987	3,21	0,00	0,00	0,00	11,51	105
...						
2019	60,59	80,30	0,57	42,25	1059,67	76
2020	55,02	79,66	0,59	46,64	1114,69	75
2021	53,14	100,01	0,65	55,51	1167,84	74
2022	45,30	101,71	0,69	41,75	1213,13	72

В работе представлена аналитическая методика осреднения пластового давления с целью применения в уравнении материального баланса. Практическое применение методики опробовано на продуктивных пластах месторождений Урало-Поволжья.

Литература

1. Дейк Л.П. Практика инжиниринга нефтяных пластов. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 652 с.
2. Ilyas A., Arshad S., Ahmed J., Khalid A. et al. Determining average reservoir pressures in multilayered completed wells using Selective Inflow Performance (SIP) technique // SPE/PAPG Annual Technical Conference, Islamabad, Pakistan, 3–5 December 2012. Paper SPE-163131-MS. <https://doi.org/10.2118/163131-MS>

3. *Matthews C.S., Brons F., Hazebroek P.* A method for the determination of average pressure in a bounded reservoir // Transactions of the AIME. 1954. Vol. 201, No. 1. P. 182–191. <https://doi.org/10.2118/296-G>

4. *Galas, C.M.F.* Confidence limits of reservoir parameters by material balance // Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 11–14 June 1994. Paper PETSOC-94-03. <https://doi.org/10.2118/94-03>

СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЪЕМА ЗАКАЧКИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЖИМА В СИСТЕМЕ ППД

Хазипов Ш.К.

ПАО «Татнефть», РФ, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

E-mail: HazipovShK@tatneft.ru

Эффективность разработки нефтяной залежи во многом зависит от эффективности организации системы поддержания пластового давления. Технологическая жидкость делится на сточную (данную жидкость получают после отделения воды от нефти на товарном парке), пресную (вода, полученная от УПТЖ) и пластовую (жидкость, добытую с водозаборных скважин).

Система ППД в компании «Татнефть» была сформирована в конце 1950-х – начале 1960-х годов. На тот момент с ее помощью решалась задача утилизации пластовой воды. Со временем была создана централизованная система ППД, включавшая крупные кустовые насосные станции (КНС) с большим количеством обслуживаемых нагнетательных скважин. Позднее, в связи со снижением объемов добычи и закачки, был осуществлен переход на так называемые малорасходные насосы. Данный переход обусловлен отказом от выработанных запасов с большой проницаемостью коллектора и продуктивностью, с переходом на низкопродуктивные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) [1].

Наиболее популярные способы регулирования объема закачки в системе ППД:

- изменение диаметра штуцера;
- путем изменения степени открытия задвижки;
- с помощью регулятора расхода жидкости [2].

Для низкопродуктивных коллекторов, в которых сосредоточены основные извлекаемые запасы нефти, важно обеспечить высокое стабильное давление закачки. Экспериментально было доказано, что кратковременное снижение давления закачки приводит к межпластовым перетокам жидкости, которое значительно снижает эффективность закачки в низкопродуктивные коллекторы. При этом полностью исключить смену режима закачки невозможно, поскольку изменения возникают по объективным причинам:

- увеличение доли обводненности в скважинной продукции и, как следствие, увеличение объема закачиваемой воды;
- необходимость внести изменение в процесс подготовки нефти на товарном парке (опорожнение резервуаров, смена режима подготовки и т. д.);
- авария на подводящем водоводе до КНС в случае одновременной работы нескольких КНС с одного товарного парка, необходимость откачки жидкости с товарного парка сохраняется и происходит перераспределение объема закачки;
- запуск добывающих скважин после ГТМ.
- увеличение объема закачки в скважины согласно требуемому режиму разработки, либо по причине аварийных ситуаций (износ штуцера, разгерметизация устьевого оборудования и т. д.).

Рассмотрим случаи, когда происходит снижение закачки по КНС:

с датчиком давления позволило обеспечить равномерное нагнетание рабочего агента посредством поддержания необходимого давления закачки по всем нагнетательным скважинам кустовой насосной станции (рис. 2).

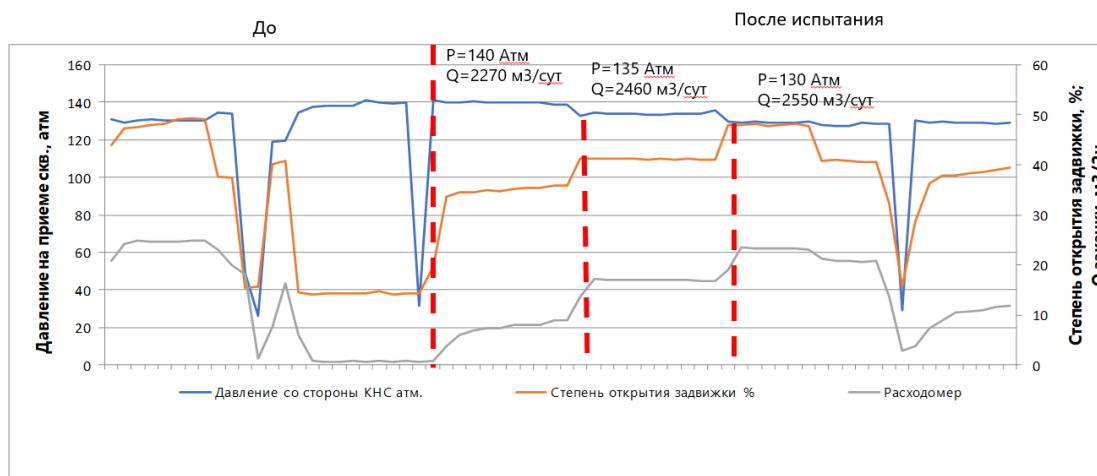


Рис. 2. Результаты испытания регулятора давления на КНС

Также, помимо удержания давления закачки, было опробовано использование регулятора давления индивидуально на нагнетательной скважине для обеспечения необходимого расхода жидкости путем регулирования давления закачки (степени открытия регулирующего устройства). На рассматриваемой скважине была задача обеспечить объем закачки равным $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 3). Как видно из рисунка, требование при сопутствующих проблемах с КНС, таких как остановка насосного агрегата в связи с перегревом подшипника, выполнение планов-предупредительного ремонта насосного агрегата – было выполнено. В процессе эксплуатации регулятора давления можно отметить, что естественный износ запорной арматуры не влияет на обеспечение требуемого давления, так как данная задвижка начинает увеличивать процент закрытия задвижки. Для увеличения сроков службы запорной арматуры предлагается рассмотреть использование материалов с повышенной износостойкостью.



Рис. 3. Результаты испытания регулятора давления на нагнетательной скважине

В конечном итоге решение было опробовано на нескольких КНС нефтегазодобывающего управления «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть». Подтверждена технологическая эффективность регулирования, получена дополнительная добыча нефти на примере одного из КНС, которая составляет 4,5 тыс. т в год.

Использование регулятора давления облегчает процесс обеспечения требуемого режима закачки путем стабилизации давления, за счет стабильности системы можно прогнозировать выполнение требуемого режима. Уменьшаются трудозатраты оператора, обеспечивается необходимый адресный объем закачки в нагнетательные скважины. Таким образом повышается компенсация объектов, это особенно актуально в низкопримистых коллекторах.

Литература

1. *Фаттахов Р.Б., Степанов В.Ф.* Комбинированные системы поддержания пластового давления // Инженерная практика. 2015. № 5. <https://glavteh.ru/комбинированные-системы-поддержания/> (Дата обращения 05.09.2023).
2. Регуляторы расхода жидкости наземные РРЖН И 1РРЖН // Татарский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт нефтяного машиностроения. <http://tatnii.ru/produkciya/regulyatoryi-rasxoda-zhidkosti-nazemnyie-rrzhn-i-1rrzhn> (Дата обращения 05.09.2023).
3. *Захарова Е.Ф., Фадеев С.В.* Некоторые аспекты влияния проницаемости на размер поровых каналов пластов продуктивных объектов на поздней стадии разработки // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: Материалы международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2013. С. 293–297.
4. *Зейгман Ю.В.* Эксплуатация систем ППД при разработке нефтяных месторождений. Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. 232 с.

К ВОПРОСУ ИДЕНТИФИКАЦИИ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ (НА ПРИМЕРЕ РАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Чикирев Ф.А.

ОАО «Севернефтегазпром», РФ, 629303, г Новый Уренгой, мкр. Олимпийский, д. 11

E-mail: fedor_sh@rambler.ru

Газовые залежи севера месторождений ЯНАО, в зависимости от геологических факторов, разрабатываются либо в условиях газового, либо упруго-водонапорного режима. При этом актуальным остается вопрос об идентификации влияния природного режима залежи, поскольку энергетические возможности режимов эксплуатации газовых коллекторов обуславливают динамику добычи газа, изменения пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин, и, соответственно, технологические решения при обустройстве месторождения [1].

Для решения задачи разграничения влияния газового и водонапорного режима используются данные об изменении пластового давления и объема добычи газа. Широко используется метод интерпретация данных Закирова С.Н., Лапука Б.Б. по изменению формы кривой на графике в координатах $\frac{P(t)}{Z(p)} \div Q_{\text{доб}}$. При этом дополнительно рассматривается информация об изменении давления в пьезометрических скважинах, данные о продвижении ГВК, полученные по результатам промыслово-геофизических исследований в скважинах, и материалы геохимического контроля [2].

В настоящее время широко используются данные трехмерного геологического моделирования продвижения ГВК в залежи. Зачастую идентификация режима работы месторождения происходит на основе данных средневзвешенного давления по площади залежи и накопленного отбора газа по месторождению.

В работе Умрихина И.Д., Федорцова В.К. [3] рассматривается пьезометрический способ подсчета запасов свободного газа в залежах по падению давления, который также основан на взаимосвязи изменений текущего пластового давления в конкретной скважине-пьезометре от накопленной добычи газа из зоны дренирования залежи. В данном методе при расчетах используется функциональная зависимость $\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t$ от времени,

где $J_c^2(t) = \int_0^t [P_{nl(0)}^2 - P_{nl(t)}^2] dt$ – накопленная величина создаваемого импульса в скважине-

пьезометре при снижении давления от начального $P_{nl(0)}$ до текущего $P_{nl(t)}$ за рассматриваемый период времени t ;

$\Sigma Q(t)$ – накопленная добыча газа из зоны дренирования.

При использовании данного метода подсчет начальных дренируемых запасов газа производится по участку графика, на котором наилучшим образом координатные точки аппроксимируются прямой линией, характеризующий газовый режим эксплуатации залежи.

Идентификация режима эксплуатации в рассматриваемых методиках [2, 3] осуществляется по отклонению графика газового режима от первоначальной линейной зависимости, указывающему на начало упруго-водонапорного режима эксплуатации. Опыт использования данного метода на месторождениях ЯНАО представлен в работах [4, 5].

Для изучения данного вопроса выполнен анализ геолого-промысловых материалов по 17 сеноманским скважинам Южно-Русского месторождения, по которым либо проведены, либо ожидается проведение водоизоляционных работ. Также рассмотрены данные о продвижении ГВК

по результатам ПГИ в эксплуатационных и наблюдательных скважинах и материалы геохимического контроля.

Одной из первых скважин, подвергшихся обводнению в результате подъема ГВК, является скважина 3811. По результатам геохимического контроля появление пластовой воды в скважине обнаружено в феврале 2018 года. На рис. 1 и рис. 2 представлены графики изменения параметров по скважине 3811 согласно рассматриваемых интерпретаций.

Так, согласно методике [2] на рис. 1 с момента запуска скважины в эксплуатацию до 2018 г. (накопленная добыча ~2,1 млрд м³) точки графика аппроксимируются прямой линией. В данный период реализуется газовый режим работы скважины. В дальнейшем в 2018–2019 гг. наблюдается снижение точек графика к оси накопленной добычи в связи со снижением энергетического потенциала залежи в области дренирования.

Интерпретация графика изменения накопленного импульса во времени в соответствии с методикой [3] указывает на наличие четырех характерных периодов в работе скважины 3811 (рис. 2).

1-й участок (с 2009 по 2011 год) – характеризует процесс расширения зоны дренирования скважины при эксплуатации залежи.

2-й участок (с 2011 по 2016 год) – аппроксимируется линейной зависимостью на координатных точках и характеризует этап стабилизации зоны дренирования скважины, на участке реализуется газовый режим эксплуатации.

3-й участок (с 2016 по 2018 год) – наблюдается изменение угла наклона графика, относительно предыдущего участка, в сторону оси абсцисс. При этом работа скважины также аппроксимируется линейной зависимостью. Наиболее вероятной причиной изменения угла наклона аппроксимирующей линии является влияние процессов внутриконтурных изменений геологической среды, связанных с физико-химическим взаимодействием слабоминерализованных вод (пластовых, конденсационных) со слабосцементированными сеноманскими коллекторами, что в свою очередь влияет на изменение деформационных, прочностных свойств пород и отражается на фильтрационно-емкостных свойствах коллектора. Вопросы влияния аномальных физико-химических свойств на горные породы рассматривались в работе [6].

4-й участок (с 2018 по 2019 год) – характеризуется обводнением области дренирования залежи, отсечения части газового коллектора – активным проявлением упруго-водонапорного режима. Значение накопленного импульса по скважине значительно возрастает в экспоненциальной зависимости.

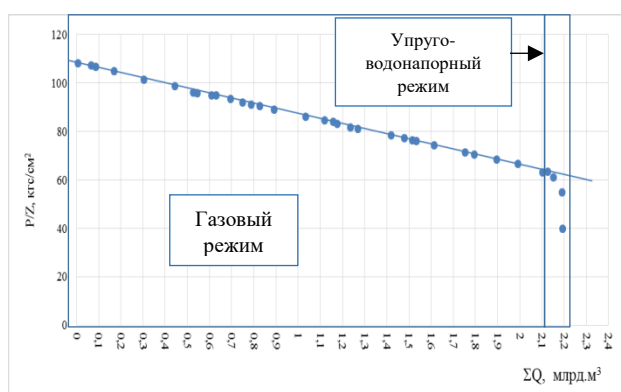


Рис. 1. Интерпретация данных в координатах

$$\frac{P(t)}{Z(p)} \div Q_{\text{доб}} \text{ по скважине 3811}$$

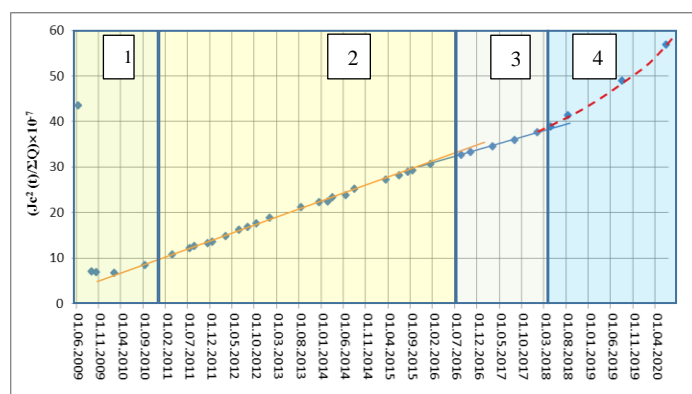


Рис. 2. Интерпретация данных в координатах

$$\frac{J^2(t) - t}{\Sigma Q(t)} \text{ по скважине 3811}$$

Процесс обводнения коллектора в районе скважины 3811 подтверждается данными промыслово-геофизических исследований, выполненных по скважине 10н, расположенной на расстоянии 3 км. Результаты геохимического контроля также указывают на появление пластовых вод и активную реализацию упруго-водонапорного режима, начиная с 2018 г. и до закрытия скважины для проведения ВИР.

Несколько отличную картину показывает анализ изменений по скважине 1321 (рис. 3, 4). Скважина 1321 – одна из первых сеноманских скважин, запущенных в эксплуатацию на Южно-Русском месторождении. Формирование зоны дренирования происходит в 2007 г. в течение первого года эксплуатации скважины, что и отражается на рис. 4.

Газовый режим эксплуатации также реализуется достаточно короткое время с 2008 по 2011 год, после чего наблюдается работа скважины в упруго-водонапорном режиме. При этом интерпретация данных по рассматриваемым методикам [2, 3] показывает схожие результаты и подтверждается данными промыслово-геофизического и геохимического контроля.

Также следует отметить еще одну особенность режима работы скважины 1321. На графике изменения накопленного импульса во времени (рис. 4) не наблюдается проявления третьего периода – периода изменения геологической среды, ранее выделяемого по скважине 3811 (рис. 2).

Выполненный аналогичный анализ данных с использованием методики [3] подтверждается и по другим обводненным скважинам. При этом как временные промежутки реализации режимов эксплуатации скважин, так и их продолжительность по каждой скважине могут быть совершенно различны даже на скважинах одной зоны дренирования куста газовых скважин.

Так, например, продолжительность газового режима по скважинам 1311, 1321, 1331 составляет 2–3 года, а по скважине 1341 реализуется в течение 5 лет. Работа скважин на упруго-водонапорном режиме осуществляется в течение 11–12 лет до обводнения.

Другая картина отражается на скважинах куста 5. На данных скважинах наблюдается продолжительная работа как на газовом режиме (5–7 лет), так и после физико-химических изменений (до 7 лет) в коллекторе. Реализация упруго-водонапорного режима осуществляется в течение последних 2 лет до обводнения.

Аналогичный анализ по остальным обводненным скважинам показывает широкую распространенность внутриконтурных изменений в процессе разработки залежи в период с 2014 по 2019 год. При снижении пластового давления от 25 до 32 кгс/см² в 8 из 17 рассмотренных скважин наблюдается проявление данного процесса, что составляет ~ 50 %.

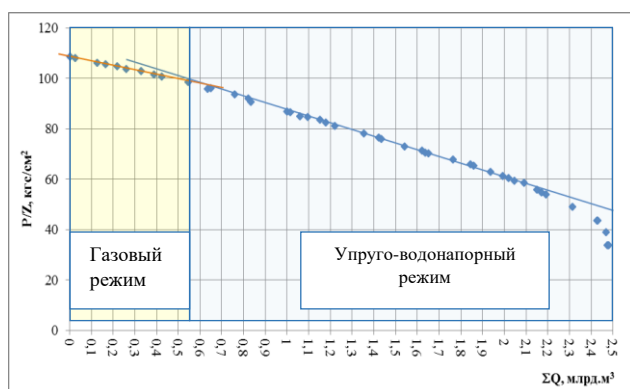


Рис. 3. Интерпретация данных в координатах

$$\frac{P(t)}{z(p)} \div Q_{\text{доб}}$$

по скважине 1321

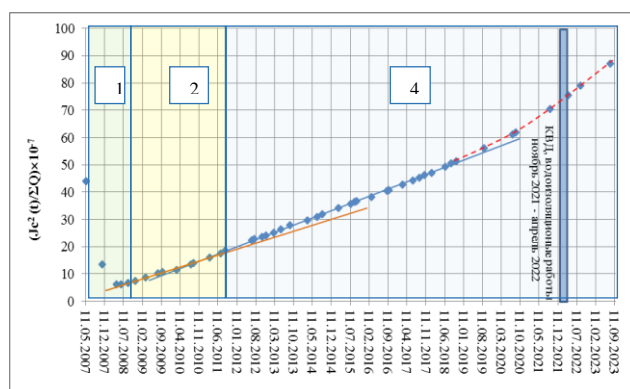


Рис. 4. Интерпретация данных в координатах

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t$$

по скважине 1321

Продолжительность работы рассматриваемых скважин, в измененных геологических условиях, составляет от 2 до 7 лет перед началом активного обводнения коллектора. Особенно ярко данный процесс проявился в 2016 году. При этом после кратковременных изменений скважины продолжают работать с линейной зависимостью, схожей с газовым режимом эксплуатации.

Исходя из представленного анализа, можно сделать некоторые итоговые выводы.

1. Рассмотренные методики указывают на реализацию до 4 режимов эксплуатации газовых скважин с момента запуска до момента обводнения. Периоды эксплуатации имеют схожие временные периоды. Характер изменений параметров при переходе от непосредственно газового режима к упруго-водонапорному отражаются как по методике Закирова С.Н., Лапук Б.Б. [2], так и по методике Умрихина И.Д., Федорцова В.К. [3]. Но при этом интерпретация данных

в координатах $\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t$ позволяет увидеть период завершения формирования зоны депрессии и период внутриконтурных изменений геологической среды, связанных с физико-химическим взаимодействием слабоминерализованных вод со слабощементированными сеноманскими коллекторами в околоскважинной зоне. Данный режим предшествует периоду реализации упруго-водонапорного режима.

2. Результаты идентификации периодов эксплуатации скважин удовлетворительно согласуются с данными промыслово-геофизических исследований как непосредственно по скважинам, так и по ближайшим наблюдательным скважинам месторождения.

3. Анализ данных по методике [3] показывает, что изменение структуры порового пространства и фильтрационных свойств терригенных сеноманских коллекторов Южно-Русского месторождения начинается при снижении давления на 25–32 кгс/см² от начального пластового давления. Продолжительность работы скважин на данном режиме составляет от 2 до 7 лет, имеет широкое распространение и предшествует упруго-водонапорному режиму. Внутриконтурные изменения геологической среды сопровождаются активным продвижением уровня ГВК в залежи.

Литература

1. *Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И.* Нефтепромысловая геология: Учебник для вузов. М: Недра-Бизнесцентр, 2000. 414 с.
2. *Закиров С.Н., Лапук Б.Б.* Проектирование и разработка газовых месторождений: Учеб. пособие. М.: Недра, 1974. 376 с.
3. *Умрихин И.Д., Федорцов В.К.* и др. Практические указания испытания поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Тюмень; Тверь: ЗапСиббурНИПИ: ВНИИГИК, 1991.
4. *Федорцов В.К., Чикирев Ф.А.* Особенности процесса разработки залежи газа в режиме естественного истощения // Горные ведомости. 2006. № 6(25). С. 32–53.
5. *Чикирев Ф.А., Подмогильный С.А.* Подсчет запасов газа при эксплуатации сеноманской залежи в режиме естественного истощения пьезометрическим методом на примере Южно-Русского месторождения // Сфера нефть и газ. 2021. № 4(83). С. 56–60.
6. *Попов С.Н.* Аномальные проявления механико-химических эффектов при разработке залежей нефти и газа: Автореф. ... дис. д-ра техн. наук. М., 2019. 52 с.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО ПАРАМЕТРА ОЦЕНКИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Шакиров Е.Р.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
РФ, 625048, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143А
E-mail: *evgeniy_shakirov@mail.ru*

Наращивание объемов добычи нефти (и как следствие, жидкости) по отдельным участкам месторождения влечет за собой увеличение гидравлического сопротивления участков трубопровода [1]. По этой причине некоторые участки трубопровода могут быть перегружены, что в ряде случаев приводит к тому, что при выполнении ГТМ на скважине по увеличению отборов из продуктивного пласта и вводом ее в работу одновременно происходит снижение дебитов нефти остальных скважин данной кустовой площадки. Влияние загруженности нефтегазопромысловых трубопроводов на результат ГТМ более детально рассмотрено в работе [2]. Из вышесказанного следует, что для повышения эффективности разработки месторождения при оперативном планировании ГТМ по повышению отборов из пласта наряду с геологическими факторами имеет смысл учитывать текущую загруженность промысловых трубопроводов и планировать вышеупомянутые мероприятия на незагруженных участках трубопроводов.

Для определения перспективных участков для проведения ГТМ по наращиванию добычи нефти в работе [3] представлен вывод комплексного критерия оценки ГТМ $K_{ГТМ}$.

Критерий $K_{ГТМ}$ позволяет оценить эффект от планируемого ГТМ по увеличению отборов из продуктивного пласта посредством учета влияния различных факторов. По совокупности факторов, влияющих на ГТМ, выделены критерии (1–6), по которым рассчитывается комплексный критерий оценки ГТМ $K_{ГТМ}$:

1. Критерий энергетического состояния участка ГТМ $K_{Энерг}$;
2. Критерий, учитывающий работу действующего окружения $K_{окр}$;
3. Критерий, учитывающий изменение динамического уровня при введении в работу скважины после ГТМ $K_{дин.ур}$;
4. Критерий проницаемости участка выполнения ГТМ $K_{прон}$;
5. Критерий загрузки трубопровода $K_{гидр}$;
6. Критерий, учитывающий линейное давление КП $K_{лин.давл}$.

Результат выполненного ГТМ в контексте данной работы оценивается отношением R фактического прироста добычи нефти на кустовой площадке ΔQ к приросту дебита нефти вводимой в работу скважины Δq после мероприятия и определяется выражением (1):

$$R = \frac{\Delta Q}{\Delta q}, \quad (1)$$

где ΔQ – суммарный среднесуточный прирост дебита нефти на кустовой площадке после ГТМ, т/сут;

Δq – среднесуточный прирост дебита нефти на скважине после ГТМ, т/сут.

Показатель R принимает значения от 0 до 1. В случае, когда показатель $R = 1$, следует считать, что увеличение дебита нефти по кустовой площадке равно увеличению дебита нефти по скважине, где выполнено мероприятие. Это означает, что плановый дебит скважины после ГТМ соответствует фактически полученному, а снижения дебита нефти скважин не произошло. В таком случае принято считать, что выполненный ГТМ эффективен. В случае, когда прирост дебита нефти по кустовой площадке существенно ниже дебита нефти по скважине, где было выполнено ГТМ, принято считать, что запланированный потенциал мероприятия не реализован в полной мере по причине негативного влияния факторов (1–6).

Критерий $K_{ГТМ}$ определен по коэффициентному методу статистики, а распределение весов критериев (1–6) выполнено по методу ранговой корреляции Спирмена. Формула $K_{ГТМ}$, полученная в работе [2] принимает вид (II):

$$K_{ГТМ} = \sqrt[3,32]{K_{\text{энерг}}^{0,64} \cdot K_{\text{гидр}}^{0,73} \cdot K_{\text{лин.давл}}^{0,67} \cdot K_{\text{прон}}^{0,42} \cdot K_{\text{окруж}}^{0,35} \cdot K_{\text{дин.ур}}^{0,5}} \quad (\text{II})$$

Для того чтобы определить уравнение функции, определяющее зависимость соотношения показателей R и $K_{ГТМ}$, необходимо определить значение вышеуказанных показателей по каждому выполненному ГТМ по увеличению отборов из продуктивного пласта за определенный период времени (например, за 3 года) по выбранному участку месторождения (ЦДНГ).

По совокупности мероприятий составляется распределение, указанное на рис. 1.

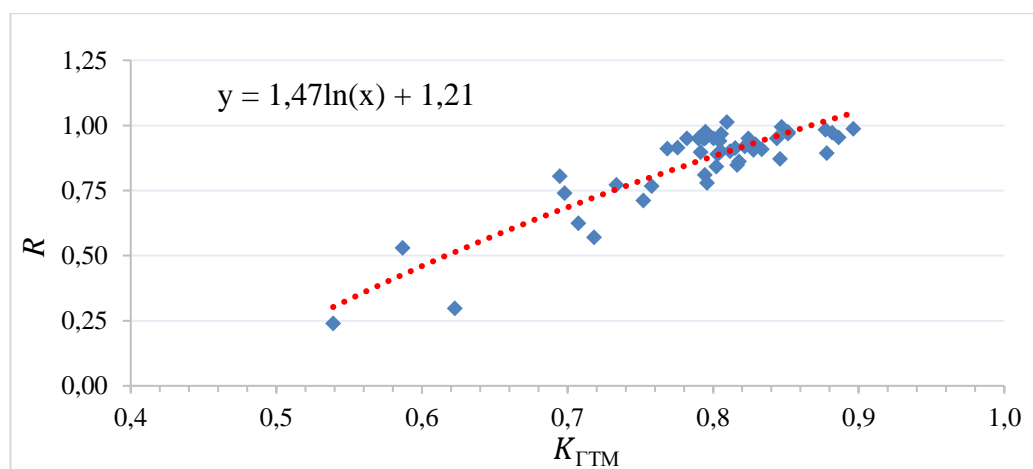


Рис. 1. Распределение потерь по добыче нефти при проведении ГТМ на основании $K_{ГТМ}$

Данное распределение позволяет оценить те участки месторождения, где выполнение ГТМ эффективно, т. е. снижение дебита нефти по добывающим скважинам кустовой площадки не происходит. На данных участках рекомендуется увеличение добычи нефти. В случае выявления участка месторождения, где эффект от ГТМ снижен, целесообразно провести мероприятия по снижению негативного влияния факторов (1–6). Это может быть строительство трубопровода большего диаметра, реорганизация системы ППД для увеличения текущего пластового давления, снижение попутно-добываемой воды по скважинам, подключенным к перегруженным участкам трубопровода и т. д.

Резюмируя вышесказанное, можно сказать, что поскважинный анализ в полной мере не позволяет оценить эффект от ГТМ, поскольку характер загруженности инфраструктуры совместно с другими факторами влияния не учитывается [4]. Использование комплексного критерия оценки $K_{ГТМ}$ позволяет выявлять участки пласта, где прогнозируется наибольший эффект при проведении ГТМ по наращиванию добычи нефти, и наоборот, где реализация ГТМ прогнозируется как менее эффективная, поскольку ожидаются потери по добыче нефти по кустовой площадке.

Литература

1. *Земенков Ю.Д.* Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 160 с.
2. *Шакиров Е.Р.* Анализ влияния технологического режима системы сбора нефтяного месторождения на эффективность геолого-технических мероприятий // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2023. № 1(157). С. 85–96. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2023-1-85-96>
3. *Шакиров Е.Р., Еленец А.А., Тухватуллин А.М., Швец К.П.* Разработка комплексного параметра оценки геолого-технических мероприятий для нефтяного месторождения с длительной историей разработки // Нефтегазопромысловое дело. 2023. № 8(656). С. 18–22. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-8\(656\)-18-22](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-8(656)-18-22)
4. *Перминов Д.Е., Валеев С.В.* Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 1(30). С. 31–35.

ОЦЕНКА СЖИМАЕМОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИНЖЕКТ-ТЕСТОВ

Шишляев В.В.*, Пименов В.П.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

РФ, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

E-mail: *shishlyaev@yandex.ru

Сложность количественного моделирования добычи метана из угольных пластов определяется, в частности, большой трещиноватой сжимаемостью угольного пласта и сильной зависимостью трещиноватой проницаемости от давления. Определение этих свойств для конкретных угольных пластов является необходимым этапом разработки оптимальной стратегии добычи метана из угольных пластов.

Одним из основных методов гидродинамического исследования угольных пластов является инжект-тест, который включает в себя период закачки рабочей жидкости в пласт на протяжении 5–12 часов с постоянным расходом, регистрацию кривой падения давления после закрытия скважины (20–30 часов) и количественную интерпретацию полученных результатов [1].

Перечисленные выше особенности угольных пластов не позволяют использовать стандартные способы интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, которые предполагают малое влияние сжимаемости пласта и постоянное значение проницаемости [2, 3]. Данная работа посвящена разработке способа оценки сжимаемости и проницаемости угольных пластов с учетом раскрытия трещинных каналов при проведении ГДИС. Некоторые подходы по оценке сжимаемости угольных пластов по результатам пластоиспытаний рассмотрены в работе [4].

Уравнение для распределения давления в угольном пласте можно записать в виде:

$$b(P) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot (-\chi(P)) \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0, \quad (1)$$

где

$$b(P) = e^{c_f \cdot (P - P_0)}, \quad \phi = \phi_0 \cdot b(P), \quad k = k_0 \cdot b(P)^n, \quad (2)$$

P_0 – начальное давление, ϕ_0 и k_0 – пористость и проницаемость при начальном давлении, c_f [Па⁻¹] – трещиноватая сжимаемость пласта, n – безразмерный параметр, который обычно принимают равным 3, $\chi(P) = \frac{k(P)}{\mu \cdot \phi_0 (\beta + c_f)}$ – пьезопроводность пласта, рассчитанная по начальному значению пористости, $\beta \approx 0,0005$ МПа⁻¹ – сжимаемость воды. Типичными значениями трещиноватой сжимаемости угольного пласта являются $c_f = 0,04 \div 0,4$ МПа⁻¹ [5].

На рис. 1а приведены результаты расчета забойного давления для разных значений сжимаемости $c_f = 0,0005; 0,005; 0,05; 0,1$ и $0,3$ МПа⁻¹ и следующих параметров: $P_0 = 50$ атм, продолжительность инъекции $t_i = 6$ час, удельный дебит закачки $0,56$ м³/м/сут, $k_0 = 1$ мД, $\phi_0 = 0,01$; $\mu = 0,001$ Па·с.

Из этого рисунка видно, что трещиноватая сжимаемость c_f сильно влияет на увеличение забойного давления в период нагнетания жидкости в пласт. Увеличение k_0 , очевидно, будет снижать забойное давление и можно предположить, что в результате численного решения уравнения (1) при различных значениях этих параметров можно получить хорошее согласие между результатами расчета и полевыми данными. Найденные таким образом значения c_f и k_0 и будут искомыми геолого-промысловыми параметрами угольного пласта.

Для того, чтобы доказать единственность решения этой задачи и определить начальное приближения для поиска оптимальных значений параметров c_f и k_0 , рассмотрим стадии восстановления давления и стадию нагнетания жидкости в пласт более подробно.

На рис. 1б приведены проницаемости $k = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot m}$, рассчитанные по производным Бурде, $m = \frac{(t_i+t) \cdot t}{t_i} \cdot \frac{dP}{dt}$ для стадии восстановления давления (где t – время выстойки скважины после прекращения нагнетания). Из этого рисунка видно, что при малых сжимаемостях ($c_f < 0,005 \text{ МПа}^{-1}$) производная Бурде дает истинное значение проницаемости пласта менее чем через 1 час после закрытия скважины для регистрации КПД. При сжимаемости равной, например, $c_f = 0,1 \text{ МПа}^{-1}$ через 1 час после закрытия скважины оцененное значение проницаемости завышено приблизительно на 50 %, а при увеличении времени закрытия скважины до 17 часов, погрешность уменьшается до 10 %.

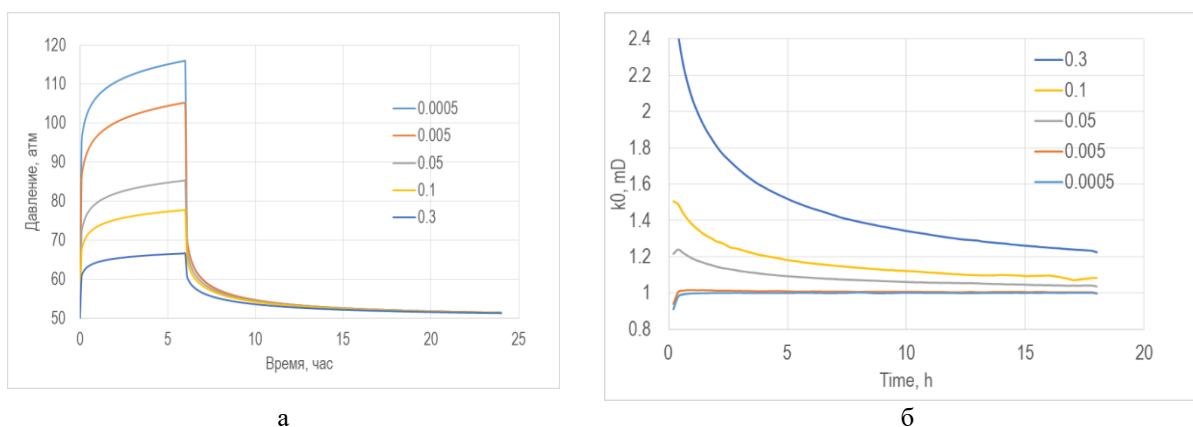


Рис. 1. Результаты расчета кривых пластоиспытаний:

- а – результаты расчета забойного давления, рассчитанные для различных значений сжимаемости;
- б – расчет проницаемости по производным Бурде для периода регистрации КПД

Большие значения сжимаемости ($c_f = 0,3 \text{ МПа}^{-1}$) характеризуются значительно бóльшей ошибкой при малых временах и быстрым уменьшением оцененного значения проницаемости с увеличением времени регистрации КПД. Можно предположить, что и этом случае оцененная по Бурде проницаемость также будет приближаться к истинному значению, но для этого потребуются значительно большие времена регистрации КПД (50–100 час).

Рассмотрим теперь стадию увеличения забойного давления в период нагнетания жидкости. Применяя метод последовательной смены квазистационарных состояний [6] к расчету распределения давления во время инъекции в резервуаре, проницаемость которого зависит от давления (2), можно получить следующую формулу для динамики увеличения забойного давления:

$$P(t) = DP \cdot \ln \left[1 + \frac{\Delta P_0(t)}{DP} \right], \quad (3)$$

где $\Delta P_0(t) = \frac{q \cdot \mu}{2\pi \cdot k_0} \cdot \ln \left(\frac{R(t)}{r_w} \right), \quad DP = \frac{1}{n \cdot c_f},$

$R(t) = \sqrt{r_w^2 + c \cdot \chi_0 \cdot t}$ – радиус внешней границы области, в которой давление существенно отличается от начального давления резервуара. Было показано, что при $c \approx 2$ формула (3) хорошо согласуется с результатами численного решения задачи.

Результатом полевых испытаний является увеличение забойного давления на P_i после нагнетания жидкости с удельным дебитом q с течение времени t_i . Подставляя эти величины в формулу (3), находим соотношение (4) между сжимаемостью c_f и проницаемостью k_0 , которые обеспечивают данное увеличение забойного давления:

$$P_i = DP(c_f) \cdot \ln \left[1 + \frac{1}{DP(c_f)} \cdot \frac{q \cdot \mu}{2\pi \cdot k_0} \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{r_w^2 + c \cdot \chi(k_0, c_f) \cdot t_i}}{r_w} \right) \right]. \quad (4)$$

Зависимость $c_f = c_f(k_0)$ является монотонно убывающей функцией, то есть каждому значению проницаемости соответствует одно значение сжимаемости. Проницаемость k_{0b} , рассчитанная по производной Бурде (рис. 1б) для наибольшего времени выстойки дает оценку сверху проницаемости резервуара $k_0 < k_{0b}$, следовательно, сжимаемость, оцененная по формуле (4), является оценкой снизу для сжимаемости: $c_f > c_f(k_{0b})$.

В качестве демонстрации разработанной методики на полевых данных ниже приведены результаты обработки кривых пластоиспытаний (инжект-тестов), выполненных на угольных пластах Нарыкско-Осташкинского метанугольного месторождения. На рис. 2а приведены проницаемости, рассчитанные по производным Бурде, для угольных пластов, залегающих на разных глубинах залегания, вскрытых разведочными скважинами.

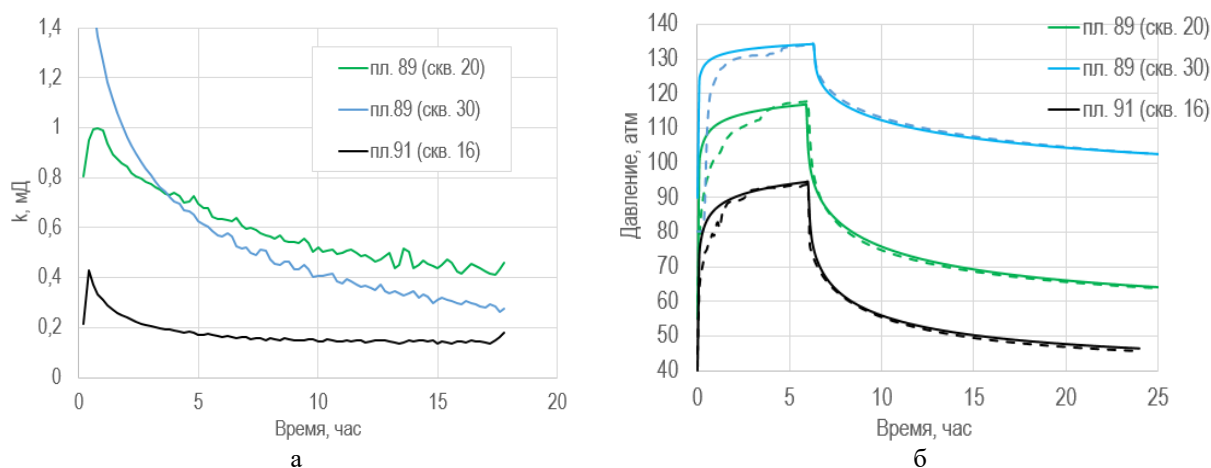


Рис. 2. Результаты обработки полевых данных:

а – оценка проницаемости по производным Бурде;

б – сопоставления забойных давлений и результатов численного расчета кривых испытания

Из рис. 2а видно, что проницаемость, рассчитанная для угольного пласта 89 (скв. 30) резко уменьшается со временем. Это свидетельствует о большой сжимаемости пласта и, по-видимому, истинное значение проницаемости значительно меньше 0,3 мД.

Оценки сверху для проницаемости исследуемых пластов и соответствующие оценки сжимаемости (по корреляции (4)) приведены в табл. 1 (столбцы 2, 4 и 6).

Таблица 1. Результаты предварительного и численного определения проницаемости и сжимаемости угольных пластов

Параметр	Исследуемые пласты					
	пл. 89 (скв. 20)		пл. 89 (скв. 30)		пл. 89 (скв. 16)	
1	2	3	4	5	6	7
k_0 , мД	<0,4	0,2	<0,3	0,07	<0,14	0,09
c_f , 1/МПа	>0,13	0,15	>0,17	0,32	>0,09	0,12

Значения, приведенные в табл. 1 (столбцы 2, 4 и 6) были использованы в качестве начального приближения для определения проницаемости и сжимаемости пластов путем численного решения уравнения (1). Результаты подгонки измеренных забойных давлений (пунктирные линии) показаны на рис. 2б сплошными линиями, а соответствующие значения параметров приведены в табл. 1 (столбцы 3, 5, 7).

Выводы

1. Уравнение (1) для расчета давления и используемые в настоящей работе зависимости (2) трещиноватой пористости и проницаемости от давления позволили получить хорошее согласие результатов расчета с полевыми данными по забойному давлению и оценить проницаемость и сжимаемость угольных пластов.

2. Проведенный анализ показывает, что полученные значения c_f и k_0 являются единственным решением задачи аппроксимации измеренного забойного давления.

3. В случае угольных пластов трещиноватая сжимаемость сильно влияет на результаты моделирования и ее величину необходимо определять для каждого конкретного пласта.

4. Предложенный способ приближенной оценки проницаемости пласта из производной Бурде и его сжимаемости с использованием аналитической корреляции (4) может представлять самостоятельный интерес (без численного решения уравнения (1)) для инженерных приложений.

Литература

1. *Однокопылов И.Г., Гнеушев В.В., Сизиков Д.А., Шишляев В.В.* Автоматизация процесса нагнетания при гидродинамических исследованиях фильтрационных характеристик угольных пластов // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 322, № 5. С. 50–54.

2. *Salmachi A., Dunlap E., Rajabi M. et al.* Investigation of permeability change in ultradeep coal seams using time-lapse pressure transient analysis: A pilot project in the Cooper Basin, Australia // AAPG Bulletin. 2019. Vol. 103, No. 1. P. 91–107. <https://doi.org/10.1306/05111817277>

3. *Stewart G.* Transient testing of CBM wells // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 18–20 October 2010. Paper SPE-133356-MS. <https://doi.org/10.2118/133356-MS>

4. *Taco G., Kamenar A., Edgoose J.* Measurement of in-situ coal cleat compressibility // Proceedings of the 2020 Coal Operators Conference, Mining Engineering. Wollongong: University of Wollongong, 2020. P. 9–22.

5. *Seidle J.* Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering. Tulsa, OK: PennWell, 2011. 401 p.

6. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ОФП С ПОМОЩЬЮ ГДИС И ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ ТЕРРИГЕННОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Шурунов А.В.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: andrewshurunov@gmail.com

Фазовые проницаемости являются одним из ключевых параметров при анализе и проектировании разработки через такой инструмент, как геолого-гидродинамическая модель. Базовый метод исследования фазовых проницаемостей через керн в большинстве случаев не отражает реального поведения флюидов в пласте ввиду масштабности экспериментов и деформаций образца. Поэтому для увеличения информативности исследований предлагается получение ОФП через исследования ГДИС на месторождениях с большим количеством скважин действующего фонда.

Данная проблема была рассмотрена в работах, где были получены относительные фазовые проницаемости без прямого применения керновых исследований. В указанных работах имеются неоднозначности, связанные с недостаточностью информации для получения репрезентативных зависимостей (вывод зависимостей через формулы Леверетта со значительным количеством пренебрежений, получение зависимости на одной скважине) [1–5].

В связи с вышеперечисленными недостатками методов было решено произвести расчет фазовых проницаемостей по другой методике.

Алгоритм проведения расчетов:

1. Получение кривой общей подвижности по одному объекту разработки с использованием ГДИС.
2. Нормирование подвижности на значение абсолютных проницаемостей.
3. Разделение полученной кривой подвижности на относительные фазовые проницаемости по данным разработки с использованием численного моделирования.

Для получения кривой подвижности на Приобском месторождении Западной Сибири был выбран объект АС 10.1-3. Предпосылкой к выбору данного объекта является широкий спектр обводненности продукции скважин, расположенных на данный пласт (от 2 до 100 %).

Кривая подвижности от обводненности получена по результатам интерпретаций ГДИС, а именно кривой восстановления уровня (КВУ), кривой восстановления давления (КВД), кривой снижения давления (КСД).

Отбор скважин для построения кривой подвижности производился по анализу исходных данных (качество записи давления и дебита КСД), объектам работы (только скважины, работающие на пласт АС 10.1-3, менее 10 % притока с других пластов по промыслово-геофизическим исследованиям), стабильности уровня обводненности. Всего было отобрано 62 скважины с разной степенью обводненности. Различия обводненности обусловлены разной степенью выработанности пласта (влиянием системы ППД).

Полученная зависимость подвижности от обводненности была осреднена по проценту обводненности (рис. 1).

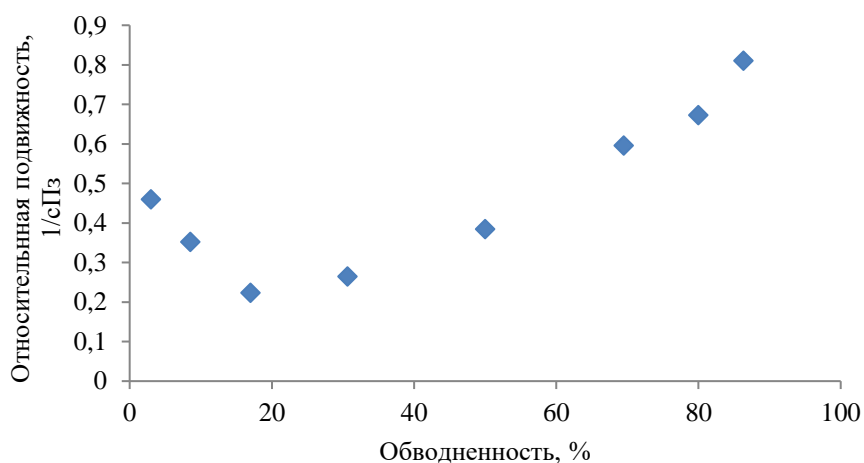


Рис. 1. График зависимости осредненной подвижности от обводненности

Для переноса кривой подвижности в координаты по насыщенности была построена зависимость насыщенности от обводненности. Насыщенность пласта была определена по данным РИГИС нижнего пропластка пласта АС 10.1-3.

На основании полученной кривой подвижности была произведена адаптация кривых ОФП на секторной модели в симуляторе Eclipse 2011 компании Shlumberger. Для адаптации был выбран участок Приобского месторождения в районе скважины **302. Основными условиями подбора участка являлись: максимально широкий диапазон обводненности и наличие только одного объекта разработки. На скважине **302 обводненность меняется от 1 до 94 % за весь период эксплуатации, вблизи скважины распространен только пласт АС 10.1-3 (рис. 2).

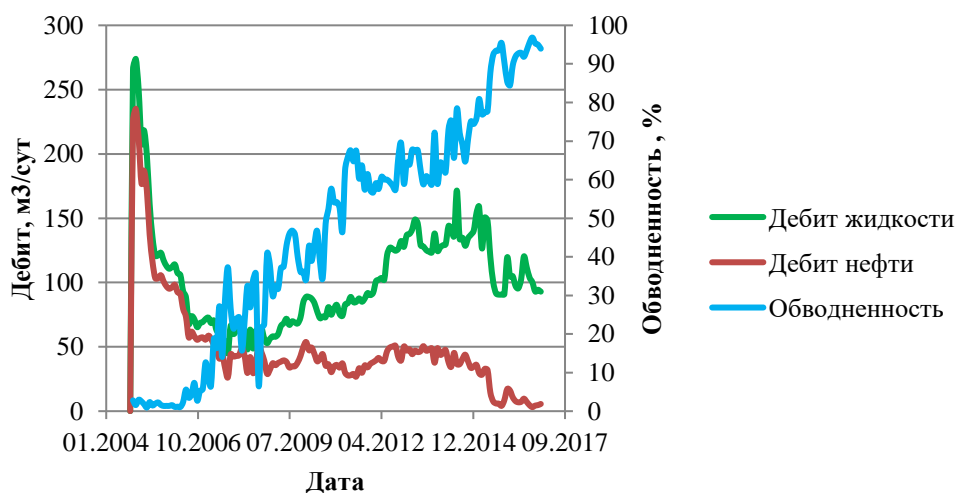


Рис. 2. График исторических показателей работы скважины

После адаптации модели по жидкости производилась адаптация кривых ОФП путем совмещения дебита воды и нефти по скважине **302 (рис. 3). Для увеличения точности расчетов в районе скважины сетка модели была измельчена в 4 раза с использованием функции LGR (оператор CARFIN, WELLSPECL и COMPDATL).

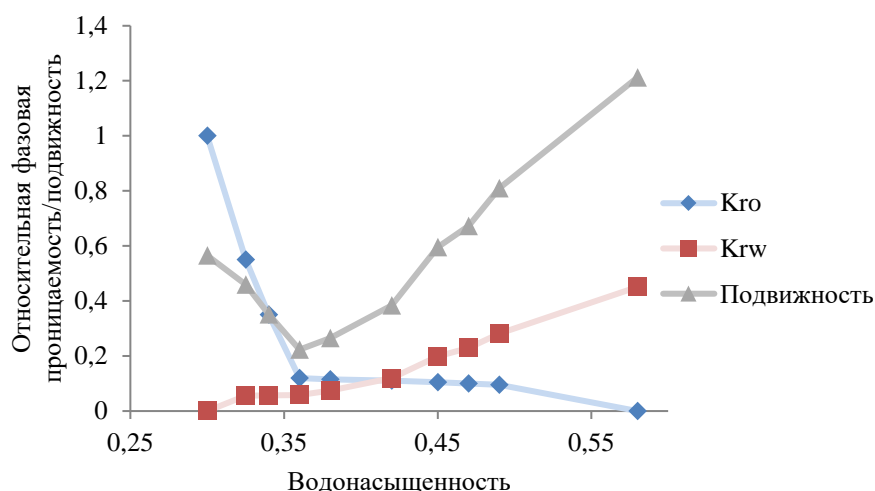


Рис. 3. Промысловая зависимость ОФП для пласта АС 10.1-3, полученная с использованием классического подхода по численному моделированию

Получив зависимости ОФП для одного объекта разработки, необходимо провести сравнительную оценку полученных зависимостей.

Зависимости ОФП, полученные по керну и полученные численными методами, имеют сильные расхождения, которые связаны с масштабностью керновых испытаний и отсутствием учета реальных показателей разработки и неоднородности свойств.

Отклонения в зависимостях ОФП, полученных численными методами, обусловлены влиянием соседних скважин и зоной дренирования, динамика кривых ОФП от насыщенности при этом остается схожей (рис. 4). Снятие данных параметров позволило ускорить скорость адаптации следующих моделей пласта, а также увеличить прогнозную способность при работе с системой заводнения.

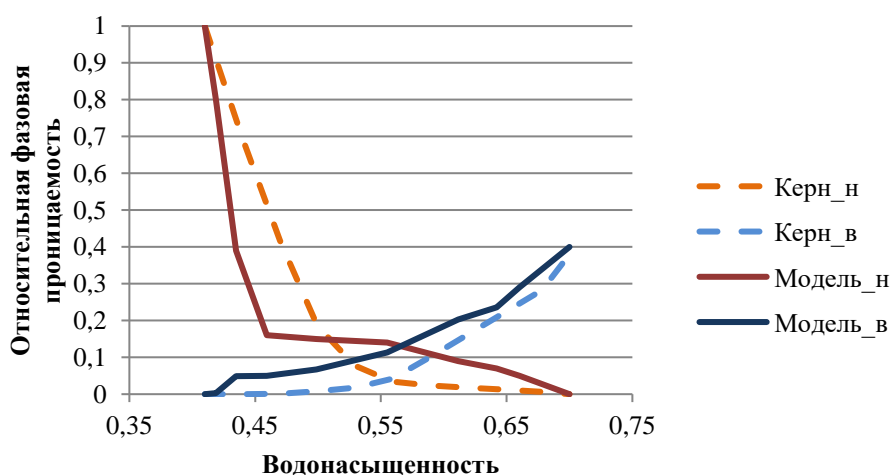


Рис. 4. Сравнение зависимостей ОФП для пласта АС 10.1-3, полученных по керновым данным и с помощью численного моделирования

Литература

1. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* и др. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 38–42.
2. *Индрупский И.М.* Новые научно-методические и технологические решения применительно к разработке месторождений нефти и газа на основе модели эффективного порового пространства: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М., 2010. 51 с.
3. *Овчаров В.В.* Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Вестник кибернетики. 2014. № 1(13). С. 10–16.
4. *Орлов Д.М., Федосеев А.П., Савченко Н.В.* и др. Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости // Вести газовой науки. 2015. № 3(23). С. 8–14.
5. *Хайруллин А.А.* Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2014. 24 с.

СЕКЦИЯ 2:
**Нефтепоисковые исследования,
геология нефти и газа**

РАЗРАБОТКА ИНТЕГРИРОВАННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И УЧЕТУ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ДЛЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ НИЗКОЙ СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ

Алехин И.И.^{1*}, Переплеткин И.А.², Викторова Е.В.¹, Мингазова Д.И.¹, Савченко П.Д.³

1 – ООО «Газпромнефть НТЦ», РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д

2 – НОЦ «Газпромнефть-НГУ», РФ, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2

3 – Томский политехнический университет, РФ, 634050, г. Томск, проспект Ленина, д. 30

*E-mail: *alekhin.ii@gazpromneft-ntc.ru, *alekhinilya@gmail.com*

В настоящее время прирост ресурсной базы происходит в основном за счет сложных объектов, расположенных на больших глубинах и ассоциирующихся с неструктурными ловушками углеводородов. Данный факт требует комплексных решений в процессе всего цикла ГРП с учетом возможных рисков и неопределенностей, а также адекватной оценки экономической привлекательности проекта. В частности, к таким отложениям относится ачимовская толща (АТ). Площадь исследований расположена в Надымском районе ЯНАО.

В данной работе рассмотрен подход, позволяющий последовательно учитывать неопределенности на трех основных стадиях многовероятностных расчетов (МВР): вариация структурного каркаса многопластового месторождения, построение карт эффективных толщин в песчаных телах конусов выноса и учет геологических рисков по типу насыщения. На каждой стадии имеются свои технические особенности, которые рассматриваются далее в отдельных разделах. Все этапы были интегрированы в единый Workflow, реализованный в ПО Petrel. Последовательность действий схематично показана на рис. 1.



Рис. 1. Последовательность работ в разработанном рабочем Workflow

Вариация структурного каркаса подразумевала 4 основных этапа: вариация кровли и подошвы целевого интервала, вариация общих толщин каждого пласта, построение карт долей по новым вариантам карт толщин и применение этих карт долей для получения финальных реализаций карт общих толщин.

Для вариации кровли и подошвы целевого интервала мелового комплекса (Этап 1) использовались карты ошибок, полученные по данным сейсмике 3D. Применялся подход, который заключается в перемножении карт ошибок структурных построений и карт со случайными значениями, построенными по нормальному закону распределения с параметрами: среднее значение – 0; стандартное отклонение – 1. Второй этап – вариация общих толщин происходит без привязки к структурному каркасу. К исходной карте толщин прибавляется карта, представляющая собой произведение карты ошибок общих толщин и случайной карты. Данные случайные карты для каждого пласта созависимы между собой с коэффициентом корреляции 0,85. Поварьировав карты общих толщин для каждого пласта, обновленный целевой интервал мелового комплекса помещается в единый структурный каркас, полученный на первом этапе. Для этого при помощи результирующих карт толщин отстраиваются все ОГ методом схождения сверху вниз. Ввиду того, что сумма всех перестроенных поверхностей не может поместиться в структурный каркас, было решено в дальнейшем использовать доли (Этап 3). Для получения значений долей каждого пласта необходимо рассчитать карту суммарной мощности целевого интервала и поделить карту общих толщин каждого пласта на нее. Далее эти доли применяются к целевому интервалу мелового комплекса, обновленному ранее. Прodelывая последовательно те же операции для остальных пластов, получим набор новых структурных карт.

Предварительно была построена геологическая концептуальная модель и закартированы элементы клиноформенного комплекса, границы распространения конусов выноса, подводящие и распределительные каналы.

Теоретически, в строении подводного конуса выноса можно выделить три фациальные зоны [1, 2], различающиеся по фациальному составу, размеру турбидитовых каналов и песчаности отложений (рис. 2).

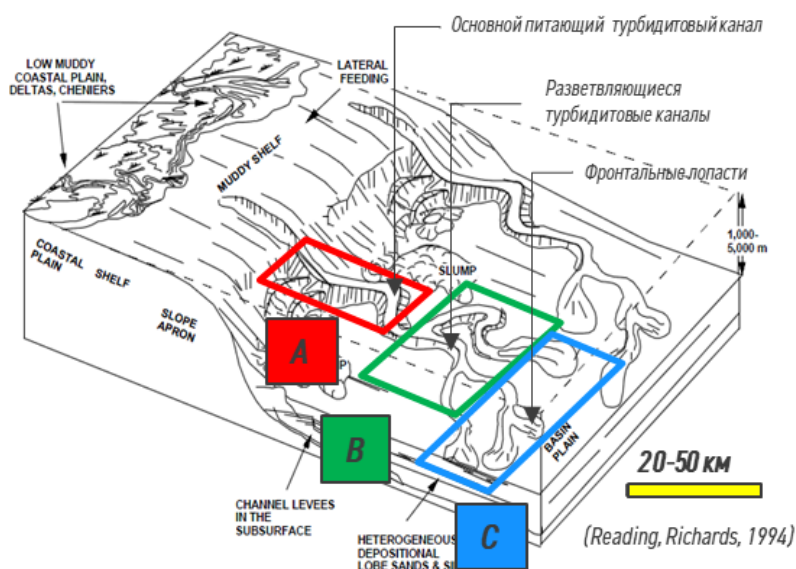


Рис. 2. Схема строения глубоководного конуса выноса глинистого типа по Редингу (1994) с выделением фациальных зон А, В, С. А – зона одного основного питающего турбидитового канала; включает также фации прируслового вала, подводных кривассовых каналов и лопастей; В – зона крупных ответвляющихся турбидитовых каналов; включает также фации прируслового вала, кривассовых каналов и лопастей; С – зона фронтальных лопастей с многочисленными мелкими (меньше 100 м шириной) переплетающимися и разветвляющимися терминальными турбидитовыми каналами

На первом этапе имеет место вариация эффективных толщин в области фондоформы каждого пласта (зоны В+С). Минимальный контур определен с учетом карты прогнозных эффективных толщин и атрибутов в пределах контура ССР 3D. Базовый контур распространения пласта определен на основании карты прогнозных эффективных толщин по регрессии по данным соседнего месторождения. Максимальный контур совпадает с линией выклинивания пласта. Площадь зон глинизации также варьировалась от выделенных значений по сейсмике до нулевой. В процессе Workflow строится карта песчаности (NTG). По данным статистики, собранной по месторождениям-аналогам, главный ранг составил 2:1 по отношению к рангу побочному.

Важным промежуточным этапом является выбор мягкого тренда [3] для карты NTG. Оптимальным решением являлось построение карт тренда по контурам тел коллектора с дальнейшим уточнением при помощи карт плотности каналов (иными словами, в местах распространения каналов были самые высокие значения тренда для NTG). В качестве возможных трендов выступили карты атрибутов и оцифрованные RGB-слайсы, но их основным недостатком является неполное покрытие области работ данными 3D CPP.

Для построения эффективных толщин в зоне А использовался алгоритм «Artificial algorithms» в ПО Petrel, где задаются полигоны выделенных каналов и распределения ширины с мощностью. Ширина и мощность каналов были заданы по аналогам. Наконец, происходила сшивка карт эффективных толщин в обеих зонах с плавной интерполяцией в буферной зоне. При этом подбирается подходящий перцентиль для выпавших значений средней эффективной мощности: чем больше мощность в каналах, тем больше это значение в фондоформе и наоборот.

Исходя из скважинных данных, в пределах всего полигона картопостроения кондиционных данных о типе насыщения нет. По данным палеогеографического и атрибутивного анализа по 2D/3D CPP удалось выделить множество отдельных лопастей в области распространения фондоформы. Также предварительно были оценены геологические риски (GCoS). Значения GCoS по совокупности параметров составили 0,57 и 0,43 для конусов, выделенных в пределах и вне 3D куба соответственно.

Построение карт ННТ для каждой из реализаций происходит с учетом геометрии выделенных конусов по CPP 3D/2D в пределах всего контура фондоформы и случайным сценарием вода/продукт для каждого конуса, исходя из значения GCoS. Для выпавших «продуктивных» конусов в пределах их контура присваивается значение эффективных толщин и далее эти карты последовательно суммируются. Для контроля качества по мощности в областях, где имеет место быть 2 и более конусов в пределах общей мощности пласта, карта ННТ делится на дискретную карту числа выделенных объектов в каждой точке полигона картопостроения. Таким образом, учет коэффициента заполнения осуществлялся не для каждого конуса отдельно, а интегрально, т. е. в пределах всей площади карты ННТ. Путем анализа распределения коэффициента заполнения по месторождениям-аналогам, выборка показывает удовлетворительную сходимость, что позволяет избежать дополнительной обрисовки по данному параметру в процессе дальнейшей оценки ресурсной базы.

Полученные карты нефтенасыщенных толщин по результатам многовариантных расчетов в совокупности с собранным бэнчмарком подсчетных параметров по скважинным данным и данным ближайших аналогов (коэффициент пористости, нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент и плотность нефти) составили основу для вероятностной 2D-оценки ресурсной базы уже с учетом геологических рисков.

На рис. 3. показаны результаты, получаемые последовательно на каждом этапе.

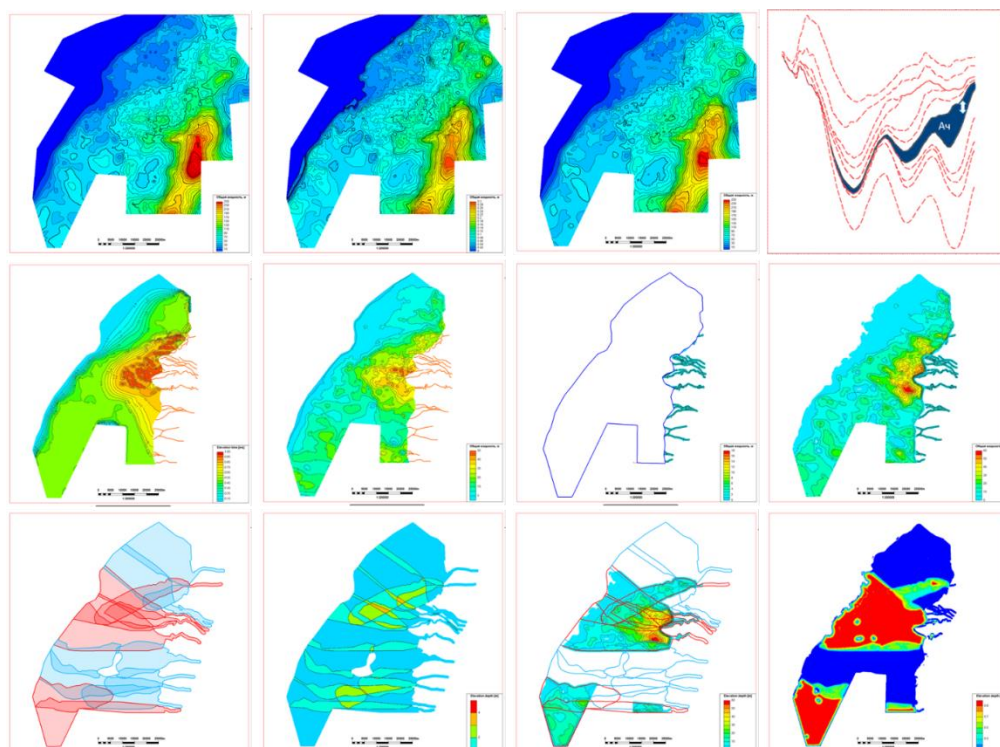


Рис. 3. Результаты, получаемые на каждом этапе (на примере одного из пластов по одной из реализаций).
Сверху – базовая карта общих толщин, карта долей, уточненная карта общих толщин, визуализация структурного каркаса. Посередине – тренд для построения карты NTG в пределах фондоформы, карты эффективных толщин; в пределах фондоформы, области распространения каналов, сшитая карта. Внизу – визуализированные лопасти по типу насыщения (красные – продукт, синие – вода, для данной реализации), число лопастей, карты нефтенасыщенных толщин, карта доли УВ

Предложенный подход позволяет получить геологически обоснованные результаты при последовательном учете неопределенностей на всех этапах картопостроения при единовременном расчете Workflow. На каждой из стадии максимально используются все возможные входные данные (результаты динамической интерпретации СРР, региональная геология, аналоги). По анализу коэффициента заполнения данный подход позволяет избежать дополнительного сокращения ресурсной базы. Также при таком подходе возможно использовать получившиеся карты для расчетов профилей и расстановки эксплуатационного фонда скважин.

Литература

1. *Reading H.G., Richards M.* Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin. 1994. Vol. 78, No. 5. P. 792–822.
2. *Zavala C., Arcuri M., Di Meglio M., Zorzano A.* Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics // Abstracts of the AAPG/SEG International Conference, Barcelona, Spain, 3–6 April 2016. https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/51368zavala/ndx_zavala.pdf.html (Дата обращения 24.07.2023).
3. *Dubrule O.* Geostatistics in petroleum geology. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1998. 52 p. <https://doi.org/10.1306/CE3823>

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕЛОГО МОРЯ

Басова Е.Д.¹, Юмашева А.К.^{2*}, Лебединцев Д.А.¹, Полудеткина Е.Н.¹

1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 119911, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*E-mail: *anastasiayumasheva@yandex.ru*

За последние годы на акватории Белого моря было проведено большое количество геолого-геофизических, экологических и биологических исследований.

Актуальность работы заключается в том, что, помимо интереса, с точки зрения климатологии, оценки экологического состояния региона, изучение газонасыщенности верхней части разреза также важно как при поиске, разведке газовых промышленных запасов, так и при инженерных изысканиях для безопасного сооружения промышленных объектов, прокладке трубопроводов и т. п., так как наличие таких отложений можно относить к категории опасных геологических объектов.

В работе анализируются данные, полученные за 2021–2023 гг. в результате экспедиций в районе острова Великий и в пределах пролива Великая Салма Кандалакшского залива [1–3].

Основными методами выделения газонасыщенных отложений, которые использовались в работе, являются методы сейсмоакустического профилирования и гидролокация бокового обзора. С помощью геохимических методов устанавливался генезис, а также состав газовой фазы.

Работы проводились с борта научно-исследовательского судна (НИС) «Профессор Зенкевич». Сначала производились геофизические работы с целью картирования зон с предположительно повышенным газонасыщением. Так после обработки и интерпретации сейсмоакустических данных составлялись карты положения кровли газосодержащих осадков относительно дна. Затем для уточнения состава донных отложений и также их газонасыщенной природы производился пробоотбор гравитационными геологическими трубками. Глубина отбора керна соответствует максимальной длине проникновения трубки 3 м [4].

По полученным образцам было проведено детальное литологическое описание керна, был выполнен гранулометрический анализ керна, а также геохимические анализы, к которым относятся: люминесцентно-битуминологический анализ, углеводородный состав органического вещества, газохроматографические исследования.

Далее производился комплексный анализ полученных данных, позволивший полнее охарактеризовать газонасыщенные отложения в верхней части разреза.

По результатам сбора и обработки полевых данных были составлены схемы распределения размерности частиц и содержания органического углерода, а также генерационного потенциала осадков.

Схема распределения размерности частиц выполнена на основании результатов лабораторного гранулометрического анализа. При построении были выделены три основных фракции: пески, алевроиты и пелиты.

В результате интерпретации данных гранулометрического анализа выделены 3 зоны (рис. 1):

- алевриты пелитовые с незначительной примесью песка (до 10 %);
- алевриты песчано-пелитовые;
- пески пелито-алевритовые.

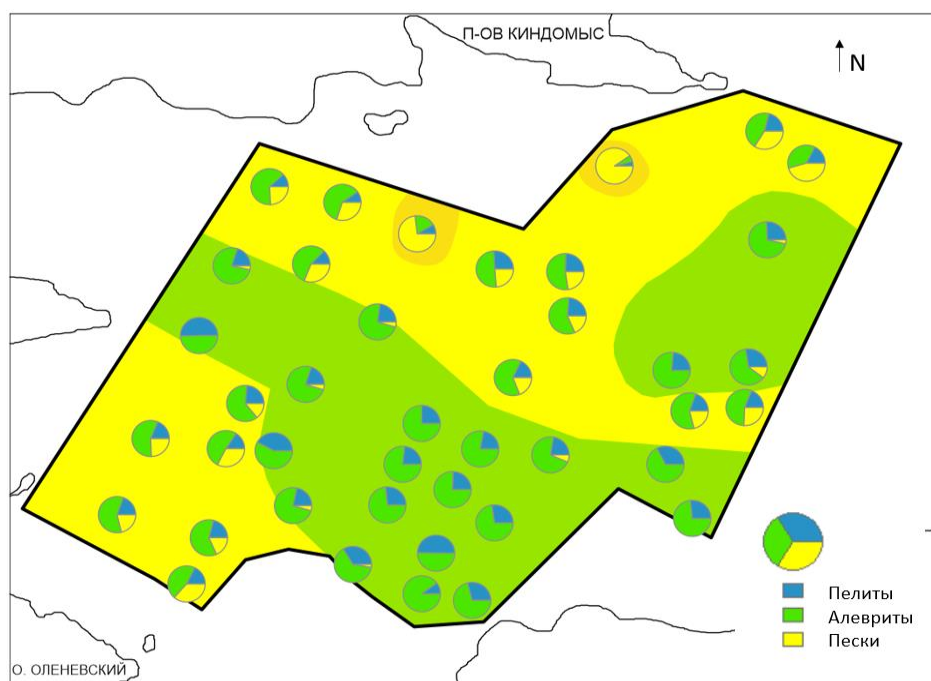


Рис. 1. Схема распределения размерности частиц донных отложений

Более крупный материал поступает из рек. При этом отчетливо фиксируется дифференциация размерности осадков по направлению от суши. Крупные зерна осаждаются, в то время как мелкие продолжают свое движение и никогда не достигают дна, оставаясь во взвеси. Основные источники сноса – это породы, залегающие по течению рек Черная и Нильмогуба, а также полуостров Киндомыс.

В 2021 году были выполнены пиролитические исследования в лабораторных условиях. Для построения схем выбраны следующие показатели: распределения органического углерода (Total organic carbon – TOC) и генерационный потенциал (S1+S2).

На схеме (рис. 2) выявляется корреляция TOC с гранулометрическим составом отложений: большое количество органики содержится преимущественно в алевритовых и алевропелитовых, в песчаных отложениях его количество значительно меньше.

На схеме (рис. 3) прослеживается закономерность распространения показателя генерационного потенциала в осадках. В алевритовых и алевропелитовых отложениях в основном показатель характеризуется высокими значениями, а в песчаных – значения минимальны.

В результате геохимических исследований было определено, что скопления «газовых шапок» приурочены к зонам накопления максимальных мощностей послеледниковых осадков, что благоприятно влияет на развитие жизнедеятельности микроорганизмов, а также сохранению органики. Газовая фаза характеризуется бактериальным генезисом, но при этом в малой доле присутствуют гомологи (C2–C5). А также идентифицировано наличие в осадках гелия и водорода, что может говорить о разгрузке флюидов глубинного происхождения.

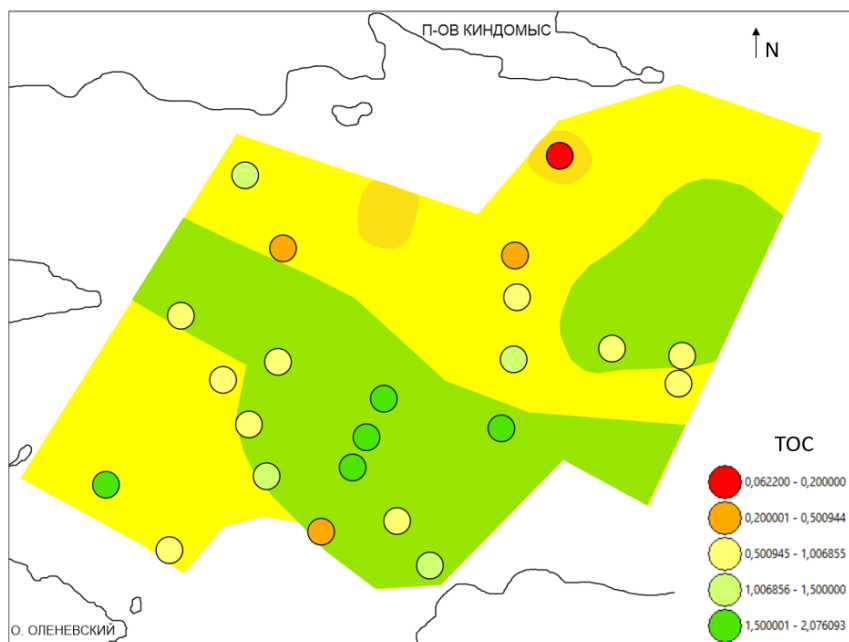


Рис. 2. Схема распределения органического углерода

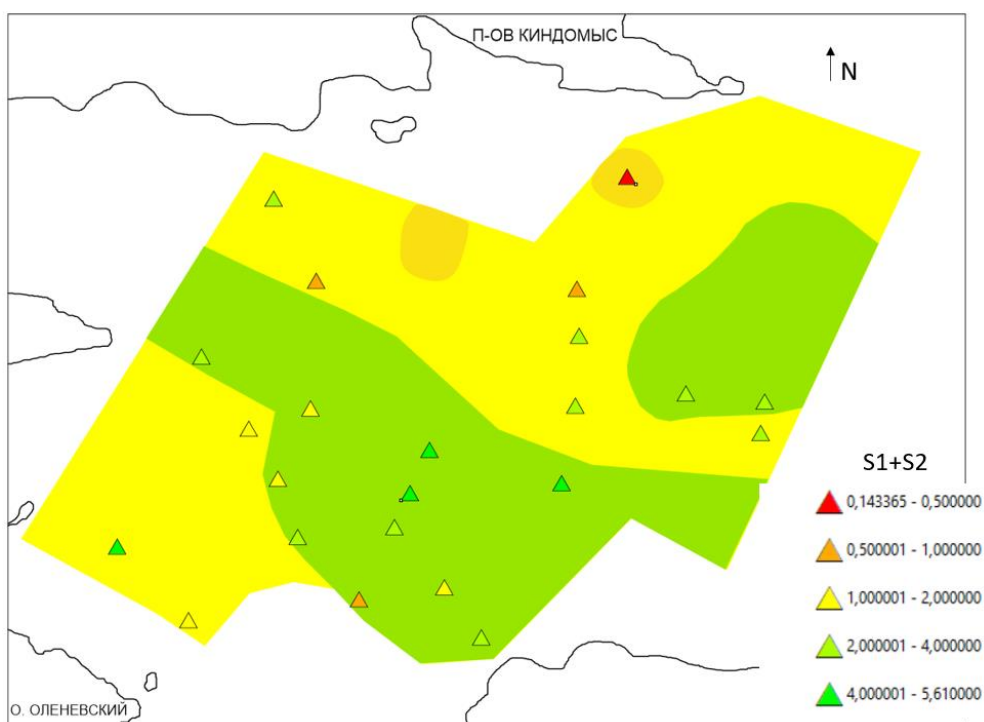


Рис. 3. Схема распространения генерационного потенциала органического вещества

Литература

1. Лисицын А.П., Немировская И.А., Шевченко В.П., Воронцова В.Г. Система Белого моря. Т. 4. Процессы осадкообразования, геология и история. М.: Научный мир, 2017. 1048 с.
2. Репкина Т.Ю., Зарецкая Н.Е., Шилова О.С. Юго-восточный берег горла Белого моря в голоцене: рельеф, отложения, динамика // Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. 2019. Вып. 6. С. 146–153.

3. *Старовойтов А.В., Токарев М.Ю., Терехина Я.Е.* Строение осадочного чехла Кандалакшского залива Белого моря по данным сейсмоакустики // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2018. № 2. С. 81–92.

4. *Токарев М.Ю., Полудеткина Е.Н., Старовойтов А.В.* и др. Характеристика газонасыщенных отложений Кандалакшского залива Белого моря по данным сейсмоакустических и литолого-геохимических исследований // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2019. № 1. С. 107–114.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ЛЕГКИХ МЕТОДОВ ОПОИСКОВАНИЯ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Беляков Е.О.* , Уразгильдеев И.И.

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

*E-mail: *BelyakovEO@tatneft.ru*

Ключевые слова: геологоразведочные работы, геохимические исследования, нейросети, ценность информации

В данной работе рассмотрен комплекс легких методов геологоразведочных работ, позволяющий производить опоискование малоразмерных залежей в результате обучения нейросети на пуле данных ранее проведенных геологоразведочных работ, с последующим адресным проведением геохимических исследований для подтверждения наличия нефтеперспективной залежи. Также, при оценке перспективных запасов, предлагается применять метод оценки ценности информации (value of information) для более полного представления о рисках разработки.

Текущая ситуация в структуре запасов нефти месторождений Татарстана, да и в целом по стране (снижение доли традиционной нефти и увеличение доли ТРиЗ), способствует росту потребности во внедрении малозатратных технологий ГРП, которые должны обладать преимуществами в применении по сравнению с существующими методами [1–3].

Актуальность работы заключается в том, что предлагается современный подход, который включает в себя комплекс методов, таких как воздушно-лазерное сканирование дневной поверхности (это обуславливается тем, что в работе авторы опираются на концепцию унаследования рельефом земной поверхности структур перспективных объектов), создание нейросети и обучение ее на выявление перспективных поднятий, а также проведение комплекса геохимических исследований. Предлагаемый комплекс методов имеет явное преимущество перед традиционными методами поиска залежей углеводородов, которое заключается в меньшей стоимости и в меньших трудозатратах.

Целью работы является:

- 1) Подбор легких методов опоискования и изучения малоразмерных (локальных) залежей нефти на поисково-оценочном и разведочном этапах геологоразведочных работ;
- 2) Выбор оптимальных экономически рентабельных легких методов поиска малоразмерных залежей.

Концепция определения малоразмерных залежей от момента поиска до момента ввода в рациональную разработку представляет собой следующее.

На первом этапе планируется создание нейросети с привлечением специализированных компаний. Для этого необходимо проведение тендерных процедур.

На начальном этапе создается нейросеть для определенного, наиболее изученного участка, который охвачен всем необходимым материалом (сейсмика, ГИС, данные грави-, магнито- и электроразведки, данные керн, ГТИ, а также полученную информацию по геохимическим исследованиям). Это в свою очередь приводит к необходимости цифровизации всех исходных геологических данных. Нейросеть обучается на поиск малоразмерных (локальных) залежей

на признаках пула уже открытых (разведанных) залежей с последующей выдачей рекомендаций на исследования перспективных объектов. Одним из определяющих критериев при обучении нейросети является концепция унаследования рельефом земной поверхности структуры нефтеперспективных объектов вплоть до отложений нижнего карбона в условиях низкой речной активности. Необходимо отметить, что нейросеть – это лишь инструмент для поиска перспективных участков для дальнейших исследований.

Далее на основе выданных нейросетью рекомендаций проводятся геохимические исследования с целью подтверждения наличия нефтенасыщенных залежей.

Геохимические исследования заключаются в определении рассеянных газообразных углеводородов, мигрирующих из газонефтяных залежей к дневной поверхности. В результате миграции из газонефтяных скоплений в покрывающей толще вплоть до надпочвенных горизонтов концентрация углеводородных газов может аномально повышаться – образуются газовые аномалии.

Предлагается использование прибора собственной отечественной разработки, который специализируется на пассивном сборе углеводородных газов из почвы посредством введенного в грунт искусственного адсорбента. Срок нахождения модулей в грунте составляет 21 день. После проведения интерпретации получают геохимическую карту с распределением газовых аномалий, с помощью которой можно судить о наличии залежей углеводородов в рассматриваемых поднятиях.

Важными этапами в проведении геохимических исследований является то, что при интерпретации используется геохимический параметр вероятности (комплексирование 54 параметров). Помимо этого, обязательным является проведение сопоставления полученных данных с «эталонными» данными (своеобразным «геохимическим слепком» с залежей, подтвердивших свою нефтеперспективность по результатам бурения) для определения глубины залегания УВ и ряда других параметров.

По результатам геохимических исследований проводится упрощенный расчет ценности информации для последующего ранжирования перспективных участков в зависимости от величины чистого дисконтированного дохода.

Следующим и завершающим этапом планируется поисково-разведочное бурение на наиболее перспективных участках с целью подтверждения наличия залежи нефти. Результаты бурения будут применяться для дальнейшего обучения нейросети.

На текущем этапе проводится дооцифровка информации на пилотном участке, запуск алгоритмов машинного обучения и проведение геохимических исследований.

К преимуществам предлагаемой методики можно отнести следующие:

- методика направлена на решение конкретной задачи опознания залежей с дальнейшей возможностью тиражирования;
- комплексное применение нейросети, Big Data и геохимии;
- невысокая стоимость применяемых методов относительно других (одна точка исследования пассивной адсорбцией ≈ 30 тыс. р., 3D сейсмика $\approx 1,5$ млн/км²);
- сокращение трудозатрат в сравнении с традиционными методами ГРП;
- применение отечественного прибора для геохимических исследований и программного комплекса для интерпретации данных.

Литература

1. Геологоразведочные работы в регионах с высокой опоскованностью недр / Под ред. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. 274 с.
2. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана / Под ред. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2006. 328 с.
3. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Под ред. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. 283 с.

**ПОСТРОЕНИЕ ПСЕВДОАКУСТИЧЕСКОЙ КАРОТАЖНОЙ КРИВОЙ
КАК СПОСОБ ПРИВЛЕЧЕНИЯ АПРИОРНОЙ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ
ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ
(НА ПРИМЕРЕ МАЛОИЗУЧЕННОГО БУРЕНИЕМ РЕГИОНА)**

**Верещакин Р.О.*, Милентьева Е.А., Оболенская А.А., Куприянова Е.К.,
Ломакина А.С., Орешкин А.А.**

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский б-р, д. 3, стр. 1
*E-mail: *RomanVereshchakin@yandex.ru*

Ключевые слова: псевдоакустическая каротажная кривая, отсутствие скважинной информации в пределах участка, линии тренда изменения скорости, останец, структурные неопределенности

В данной работе рассмотрен алгоритм построения псевдоакустической каротажной кривой в условиях отсутствия скважинной информации в пределах лицензионного участка (до ближайшей скважины 30 км).

В рамках проделанной работы по интерпретационному сопровождению этапа обработки данных в глубинной области и комплексной интерпретации сейсмических данных малоизученного лицензионного участка в условиях отсутствия скважинных данных в его пределах возникла необходимость создания псевдоскважины и конструирования в ней прогнозной записи псевдоакустического каротажа.

Цель конструирования прогнозной псевдоакустической кривой в точке псевдоскважины – обеспечение обработчиков опорной информацией для повышения качества обработки и сейсмического изображения, получаемого в процессе обработки в глубинной и временной области. Важно подчеркнуть, что данная модель АК создается в целях QC обработки и не претендует на точное восстановление АК с дискретностью реального каротажа, является концентрированной обобщенной и актуализированной информацией о площади сейсмических исследований.

Существует несколько способов восстановления акустического каротажа. Примером может быть инверсия сейсмотрасс [1], методика Фауста [2] или Заляева [3].

Для достижения поставленной цели была составлена следующая последовательность решаемых задач:

1. Разбиение исследуемого участка на сейсмические слои.
2. Построение общих линий тренда изменения скорости в слое вдоль вертикали для каждого сейсмического слоя.
3. Расчет глубин до границ сейсмических слоев с помощью временных разрезов и полученных общих линий тренда.
4. Перенос АК из подходящей для этого скважины в псевдоскважину с учетом линии тренда изменения скорости в соответствующем слое.
5. Создание полной псевдоакустической кривой в точке псевдоскважины из полученных интервалов АК.
6. Обновление кривой при получении новых данных о глубинах сейсмических горизонтов.

Для построения псевдоскважины использовались следующие исходные данные:

1. Набор сейсмических временных и глубинных разрезов исследуемого участка.
2. Композитные временные разрезы, проходящие через псевдоскважину и скважины, находящиеся вне исследуемого участка (удаление 30 км и более).
3. Кривые акустического каротажа, взятые из указанных в предыдущем пункте скважин и привязанные к сейсмическим данным.
4. Литература о геологии района [4, 5].

В пределах участка обрабатываемой сейсмической съемки находятся две антиклинальные структуры. Структура А, которая считалась перспективной на начальных этапах обработки, значительно превышала размеры структуры Б. Сложный геологический разрез (в частности, наличие неогенового останца) затруднял построение ГСМ в их пределах.

Следуя техническому заданию, в пределах двух структур в точках псевдоскважин № 1 и № 2 необходимо было построить прогнозную кривую псевдоакустического каротажа – распределения скоростей по вертикали. Основным осложняющим фактором являлось полное отсутствие скважин в пределах участка обрабатываемой сейсмической съемки. Поэтому, методы восстановления каротажа, описанные в [1–3], не нашли себе применение в данном проекте. Априорными данными являлись записи АК скважин соседних участков, разрезы которых лишь частично повторяли глубинное строение исследуемой территории.

Результатом проделанной работы являются построенные прогнозные псевдоакустические каротажные кривые, соответствующие точкам псевдоскважин, расположенных над апикальными частями перспективных антиклинальных структур. Данные модели псевдоакустического каротажа имеют как глубинный, так и временной масштаб. Псевдоакустическая каротажная кривая псевдоскважины № 1 представлена на рис. 1.

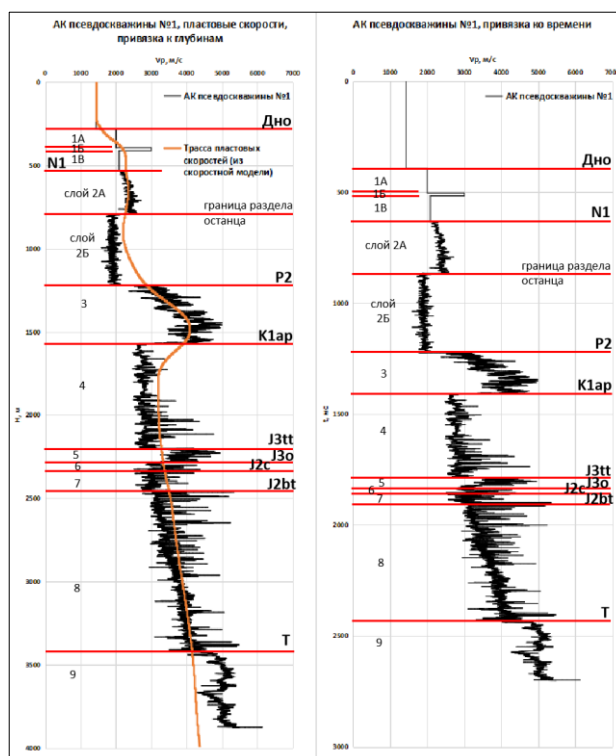


Рис. 1. Псевдоакустическая каротажная кривая № 1 в глубинном и временном масштабах

Прогнозный псевдоакустический каротаж является опорной информацией, используемой для повышения качества обработки и сейсмического изображения, получаемого в процессе обработки в глубинной и временной области. Были сформулированы следующие рекомендации к его применению на аналогичных проектах:

1. Построение модели и подавление кратных волн.
2. Оценка коэффициента отражения на границах опорных горизонтов и диапазонов интервальных скоростей в слоях.
3. Оценка структурных неопределенностей.
4. Внесение априорной сейсмогеологической информации.
5. Выполнение предварительной акустической инверсии для целей интерпретационного сопровождения обработки.

Литература

1. *Lavergne M., Willm C.* Inversion of seismograms and pseudo velocity logs // *Geophysical Prospecting*. Vol. 25, No. 2. 1977, P. 231-250. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1977.tb01165.x>
2. *Faust L.Y.* A velocity function including lithologic variation // *Geophysics*. 1953. Vol. 18, No. 2. P. 271–288. <https://doi.org/10.1190/1.1437869>
3. *Заляев Н.З.* Комплексная интерпретация геофизических параметров функциональными преобразованиями с помощью ЭВМ. Минск: Изд-во БелНИГРИ, 1981. 150 с.
4. *Патина И.С.* Майкопские клиноформы Каспийского региона // *Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический*. 2013. Т. 88, № 5. С. 3–8.
5. *Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А.* и др. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 342 с.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЦЕН-ЭОЦЕНОВОГО КОМПЛЕКСА КРЫМСКО-КАВКАЗСКОГО РЕГИОНА

Вяткина Е.В.*, Лавренова Е.А.

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
РФ, 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
*E-mail: *liza.vyatkina.2000@mail.ru*

Палеоцен-эоценовый комплекс является перспективным на всей территории Крымско-Кавказского региона. Изучению условий его формирования и перспектив нефтегазоносности посвящены работы М.С. Бурштара, Н.В. Клавидевой, Л.Р. Дистановой, О.О. Лукановой и др. Однако проведенные исследования охватывали лишь отдельные территории Западного и Восточного Предкавказья и выполнялись в отсутствие полноценной региональной основы – бассейнового анализа с установлением границ бассейнов и палеогеографическими реконструкциями для всего изучаемого региона. Это не позволило в полной мере изучить закономерности размещения скоплений УВ и условия формирования углеводородного потенциала палеогеновой части осадочного чехла. Вопросы источника углеводородов палеоцен-эоценовых залежей по-прежнему остаются слабо изученными.

Эоцен-палеоэоценовые отложения являются продуктивными на всей территории Черноморско-Каспийского региона от Крымского сектора Черного моря до западного побережья Каспия. Залежи нефти и газа установлены в составе однопластовых и многопластовых месторождений. В пределах территории исследования многопластовые месторождения приурочены к тектонически активным зонам (складчатым бортам Терско-Каспийского и Индоло-Кубанского прогибов, бортовым зонам Каркинитского грабена), где залежи обнаружены также и в более древних отложениях.

Сложившаяся ситуация не позволяет адекватно оценить перспективы изучаемого нефтегазоносного комплекса и тормозит его дальнейшее вовлечение в разработку.

Для преодоления указанных проблем в рамках настоящего исследования выполнено обобщение и комплексный анализ опубликованной и фондовой геолого-геофизической и геохимической информации с целью подготовки региональной основы для бассейнового анализа, изучения и моделирования углеводородных систем палеоцен-эоценовых отложений.

В Черноморско-Каспийском регионе со сложным геологическим строением и геодинамическим развитием были созданы весьма сложные условия для развития и распространения генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС).

С целью проверки гипотезы существования самостоятельной эоцен-палеоэоценовой ГАУС с кумской НГМТ и оценки ее потенциала выполнено численное моделирование.

Опираясь на результаты изучения вещественного состава отложений в скважинах и обнажениях с учетом распределения мощностей палеоцен-эоценовых отложений в пределах изучаемой территории, были реконструированы палеогеографические условия эоценовых бассейнов Крымско-Кавказского региона (рис. 1). Для моделирования была подготовлена карта распределения органического углерода и водородного индекса кумской свиты эоцена,

учитывающая имеющиеся геолого-геохимические данные и проведенные палеогеографические реконструкции.

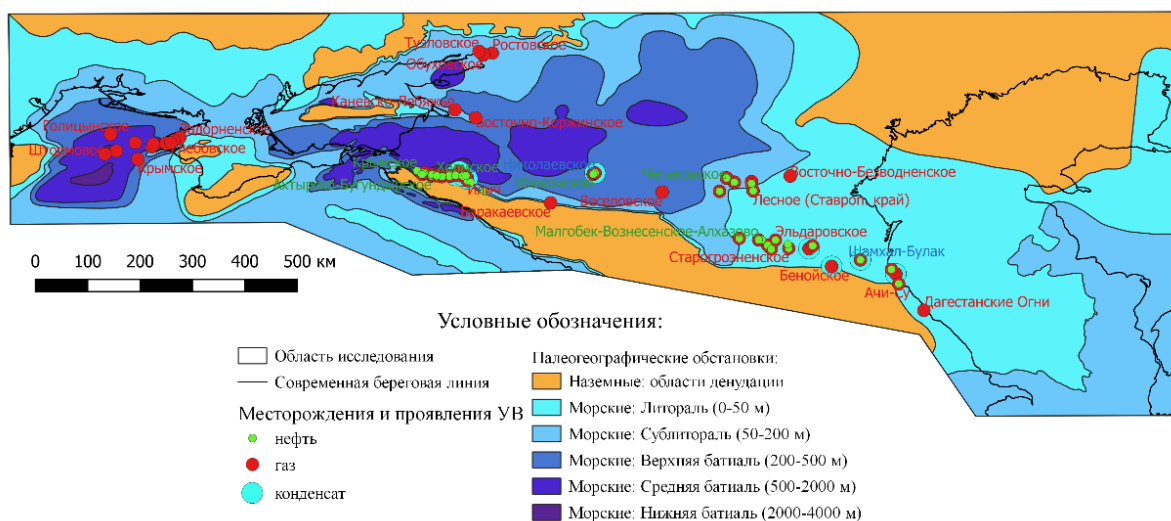


Рис. 1. Палеогеография Крымско-Кавказского региона на конец эоцена

В результате проведенного анализа и обобщения в составе кумской свиты выделены и зартированы три фациальных типа НГМТ: терригенная, карбонатная и переходная, различающиеся содержанием органического углерода и значениями водородного индекса. Было показано также, что различия палеогеографических условий формирования кумских отложений не оказывают существенного значения на качество НГМТ [1, 2].

Как показали результаты выполненного моделирования, кумская НГМТ в значительной степени выработала свой генерационный потенциал на современном этапе развития.

В пределах изучаемой территории, в период с майкопа по плиоцен НГМТ преодолевали критический момент по мере погружения и эволюции осадочных бассейнов. В областях, расположенных в западной части Индоло-Кубанского и Восточно-Кубанском бассейне, ОВ кумской свиты преобразовано в меньшей степени. НГМТ здесь не преодолела критического момента до настоящего времени.

В пределах области моделирования выделено две вероятных эоцен-палеоценовых ГАУС с кумской НГМТ, которые располагаются на территории Западного Предкавказья: Индоло-Кубанская и Восточно-Кубанская (рис. 2). Несмотря на наличие крупных очагов генерации, расположенных в Терско-Каспийском, Керченско-Таманском, Туапсинском прогибах, эоцен-палеоценовые ГАУС с кумской НГМТ не были сформированы. Это обусловлено, главным образом, отсутствием резервуаров в составе карбонатных отложений палеоцена-эоцена в пределах этих территорий. Резервуары гранулярного типа развиты в пределах Восточно-Ставропольской впадины. Тем не менее, углеводородная система здесь также не сформирована из-за развития кумской НГМТ в карбонатной фации. В целом, карбонатные НГМТ прочнее удерживают углеводороды по сравнению с глинистыми, особенно на ранних этапах генерации. Кроме этого, с учетом современных PVT условий, давления флюида, очевидно, недостаточно, чтобы обеспечить миграцию УВ в стратиграфически более молодой резервуар [3, 4].

Зрелость ОВ в очагах выделенных ГАУС соответствует главной зоне генерации нефти за исключением западной части Индоло-Кубанского прогиба, где уровень зрелости органического вещества соответствует стадии преимущественной генерации газа. В наиболее погруженной части Индоло-Кубанского прогиба НГМТ истощена.

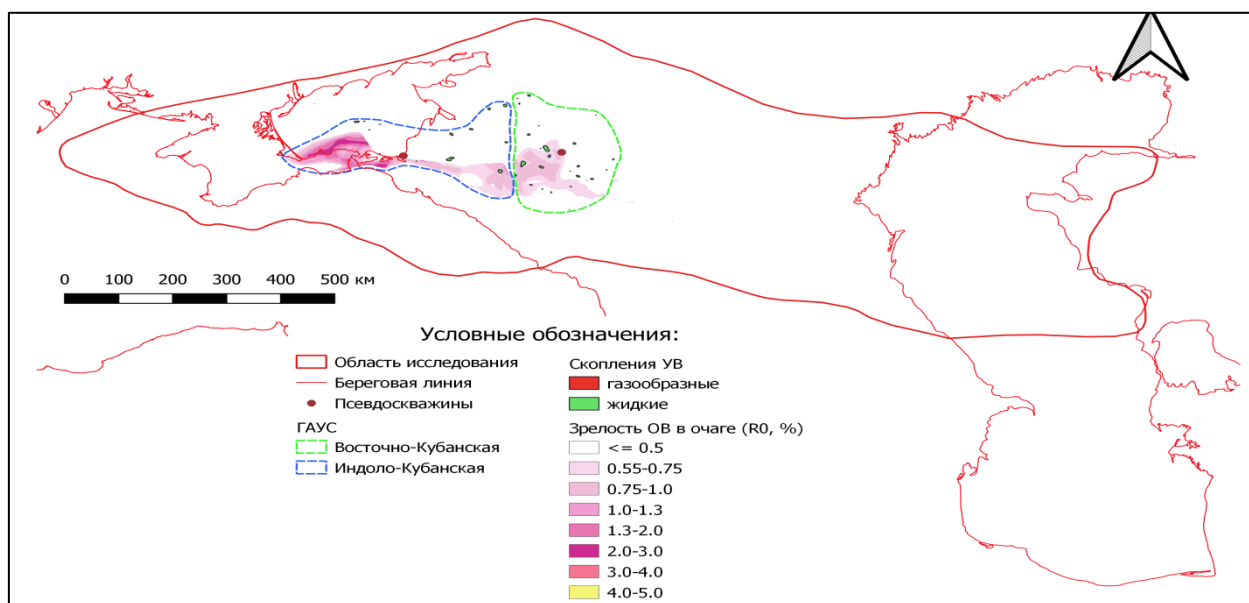


Рис. 2. Карта эоцен-палеоценовых ГАУС с кумской НГМТ

В соответствии с установленными геохимическими характеристиками и уровнем зрелости в углеводородных системах прогнозируются преимущественно газонефтяные скопления углеводородов с различным соотношением жидких и газообразных УВ.

Выводы

В рамках настоящего исследования впервые для Черноморско-Каспийского региона изучены закономерности размещения скоплений УВ и условия формирования углеводородного потенциала палеогеновой части осадочного чехла. В результате проведенного моделирования подтверждена гипотеза о существовании самостоятельной ГАУС в отложениях палеоцен-эоцена с кумской НГМТ. Показано, что две ГАУС (доказанная Индоло-Кубанская и вероятная Восточно-Кубанская) существуют только в Западном Предкавказье. С этими углеводородными системами связан существенный углеводородный потенциал, который сосредоточен в стратиграфических ловушках клиноформного комплекса. Дальнейшие геологические исследования необходимо направить на выявление, картирование и оценку потенциала этих перспективных объектов неантиклинального типа, которые, судя по имеющейся геофизической информации, расположены в центральных и северных областях ГАУС и представляют собой новые, не изучавшиеся ранее, зоны накопления УВ. С учетом полученной оценки геологических рисков эоцен-палеогеновая Индоло-Кубанская ГАУС доказанная является первоочередным объектом для дальнейшего изучения в этом направлении.

Литература

1. *Дистанова Л.Р.* Геохимия органического вещества эоценовых отложений: на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2007. 24 с.
2. *Луканова О.О.* Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеоцен-эоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Краснодар, 2011. 23 с.
3. *Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н.* Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. М.: Научный мир, 2007. 172 с.
4. *Глумов И.Ф., Гулиев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М.* Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон / Под ред. Б.В. Сенина: В 2 ч. М.: Недра, 2014. 460 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТОЧНОСТИ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ ПО ДАННЫМ МОГТ 2D РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Гоманюк Ю.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский б-р, д. 3, стр. 1

E-mail: juliagmn@gmail.com

Ключевые слова: структурные построения, обратная кинематическая задача, лучевое трассирование, кинематическая миграция

Определение глубинного строения разреза посредством решения обратной кинематической задачи является одной из основных целей сейсморазведки МОВ при исследовании месторождений нефти и газа, что определяет актуальность выполненной работы. Решение обратной кинематической задачи при проведении структурных построений выполняется по наиболее надежным, хорошо коррелирующимся вдоль профиля «опорным» осям синфазности, допускающим достаточно точное определение кинематических параметров отраженных волн. Это позволяет построить «остов» глубинного разреза и дает возможность на его основе совершенствовать и уточнять модель среды [1]. Часто задачу определения конфигурации отражающих границ по полю времен прихода отраженных волн называют лучевой или кинематической миграцией, которая предполагает преобразование временных разрезов в глубинные посредством лучевого трассирования. Лучевое трассирование является одним из основных подходов к решению кинематических задач сейсморазведки, поскольку прослеживание сейсмических лучей волн разных типов позволяет детально изучить характер распространения упругих волн в сложнопостроенных средах [2, 3].

В настоящей работе рассмотрены три алгоритма преобразования времен в глубины, использующие среднескоростную и пластовую скоростные модели слоистых сред:

- стандартный алгоритм пересчета времен в глубины через средние скорости на основе регрессионных зависимостей $H(t_0)$, полученных по скважинным данным;
- алгоритм послойного пересчета линий t_0 в глубины для слоистых сред с криволинейными границами и локально постоянными в окрестности точки наблюдения пластовыми скоростями;
- вариационный алгоритм кинематической миграции, основанный на вариационной теории лучевого трассирования. Данный алгоритм используется для наиболее общей модели двумерной среды, представляющей собой слоистую толщу с переменными пластовыми скоростями, и учитывает искривление сейсмических лучей в слоях, вызванное неоднородностью среды, преломление лучей на промежуточных границах, а также наклон сейсмических границ [4].

Целью работы явилось исследование точности структурных построений по данным профильной сейсморазведки МОВ различными алгоритмами кинематической миграции на примере одного из нефтегазовых месторождений Западной Сибири.

В задачи исследования входили:

- программная реализация используемых в работе алгоритмов кинематической миграции.
- исследование корректности восстановления отражающих границ различными алгоритмами кинематической миграции на теоретических моделях.

– применение рассматриваемых алгоритмов кинематической миграции на полевых данных.

В работе впервые проведено сравнение эффективности работы вариационного алгоритма и традиционных алгоритмов кинематической миграции на теоретических моделях и реальных данных. Показано, что вариационный алгоритм кинематической миграции позволяет проводить структурные построения отражающих границ в средах с переменными пластовыми скоростями, а также исследовать особенности поведения сейсмических лучей в двумерно-неоднородных средах в зависимости от структуры поля скоростей и формы отражающих и преломляющих границ.

Для исследования возможностей и ограничений каждого из алгоритмов решения обратной кинематической задачи были проведены расчеты на ряде теоретических моделей слоистых сред, приближенно описывающих реальные геологические ситуации. Каждая математическая модель состояла из пяти слоев. Скорость в слоях принималась постоянной или переменной по горизонтальной оси. Вертикальный градиент скорости в слоях отсутствовал, поскольку на практике при формировании пластовой скоростной модели среды часто используются данные скоростного анализа и скважинные данные, предполагающие определение пластовых скоростей в виде ступенчатых функций с постоянной в пределах каждого пласта вертикальной составляющей скорости.

Для каждой модели была решена прямая кинематическая задача с использованием вариационного алгоритма лучевого трассирования, то есть были рассчитаны линии $t_0(x)$ для каждой отражающей границы [5]. При проведении численных экспериментов по полученным в результате решения прямой кинематической задачи 2D временным изображениям границ (линиям t_0) решалась обратная кинематическая задача по трем рассмотренным в работе алгоритмам кинематической миграции и проводилось сравнение исходной модели и восстановленных глубинных границ. На основании полученных результатов были сделаны выводы об эффективности применения каждого из алгоритмов кинематической миграции для восстановления геологических границ в моделях сред различной сложности.

Рассмотренные в работе алгоритмы кинематической миграции были опробованы на реальных сейсмических данных, полученных в Западной Сибири (сейсмический профиль ОГТ длиной 5 км). На профиле располагаются две скважины, для которых была проведена привязка к сейсмическим данным, что позволило рассчитать в скважинах 1 и 2 средние скорости, необходимые для применения среднескоростного алгоритма.

В качестве входных данных для расчетов и контроля качества результатов использовались:

- глубинные горизонты, полученные в рамках работ по интерпретации сейсмических данных на рассматриваемом участке;
- временные горизонты, полученные путем корреляции соответствующих сейсмических временных отражений на временном разрезе;
- значения пластовых скоростей из глубинно-скоростной модели, полученной в результате обработки данных в рамках проекта;
- значения средних скоростей, рассчитанные по данным двух скважин и интерполированные на весь профиль.

На рис. 1 приведены результаты решения обратной кинематической задачи по среднескоростному и вариационному алгоритмам кинематической миграции для выбранного профиля. Местоположение скважин показано на рис. 1 черными пунктирными линиями.

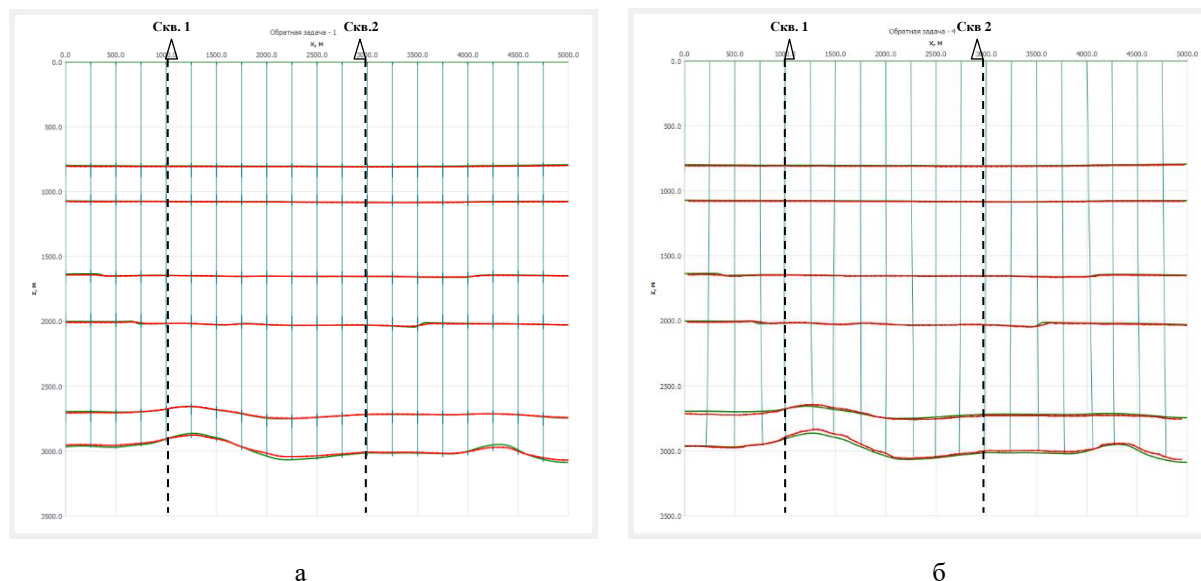


Рис. 1. Результаты восстановления отражающих границ различными алгоритмами кинематической миграции: а – среднескоростной алгоритм, б – вариационный алгоритм (голубым цветом показаны лучевые траектории для нижней границы, красным – результат решения обратной задачи (границы в глубинном масштабе), зеленым – глубинные границы, полученные в результате интерпретации в рамках выполнения работ по данному месторождению)

По результатам расчетов можно заключить, что все алгоритмы позволили получить корректные и достаточно близкие решения обратной кинематической задачи. В табл. 1 указаны значения невязок исходных и восстановленных глубинных границ в точках скважин 1 и 2. Как видим, невязки достаточно невелики для всех алгоритмов, и если в случае среднескоростного алгоритма это – обязательный критерий корректности применения алгоритма (так как скорость рассчитывалась по скважинным данным), то для вариационного алгоритма эти невязки позволяют дополнительно оценить качество используемой скоростной модели и ее соответствие скважинным данным (табл. 1).

Таблица 1. Значения невязок между исходными и восстановленными границами по скважинам 1 и 2

Горизонт	Значения невязок между исходными и восстановленными границами (в метрах)					
	Среднескоростной алгоритм		Алгоритм послойного пересчета		Вариационный алгоритм	
	Сква. 1	Сква. 2	Сква. 1	Сква. 2	Сква. 1	Сква. 2
С (1)	-4	-3	-4,5	-3	-5,7	-3,9
G (2)	-2	-1,4	-2	-1,4	-2,9	-2,4
M1 (3)	-1,3	0	-0,5	0	-2	-0,8
M (4)	1	0	3	-1,5	2,5	-1,8
B (5)	2	0	2,5	-11	-0,4	-11,8
A (6)	0	3,3	16	12,5	11	11,5

Максимальное значение невязки вдоль последней границы составляет: 3,3 м по среднескоростному алгоритму в наиболее погруженной части профиля, 16 м по алгоритму послойного пересчета в наиболее приподнятой части профиля, 11,8 м по вариационному

алгоритму наиболее приподнятой части профиля. Эти ошибки опять же объясняются несовершенством входных данных и алгоритмическими ошибками кинематической миграции.

Следует отметить, что хороший результат, полученный по среднескоростному алгоритму, недостижим в случае, если на профиле располагается одна или несколько скважин, и при этом свойства среды меняются вдоль профиля, то есть при наличии выраженного горизонтального градиента пластовых скоростей. Расчеты по среднескоростному алгоритму в условиях ограниченного числа скважин требуют привлечения дополнительной скважинной информации.

Сходство результатов, полученных по алгоритму пластового пересчета и вариационному алгоритму, объясняется практически идеальной горизонтальностью первой границы, а также совсем незначительным горизонтальным градиентом в скоростной модели, применяемой для расчетов. Данная ситуация в целом характерна для Западной Сибири, поэтому можно заключить, что для этого региона для корректного восстановления глубинных границ не требуется применение более сложных, чем среднескоростной или послойный, алгоритмов кинематической миграции.

Таким образом, каждый из рассмотренных алгоритмов кинематической миграции имеет свои достоинства и недостатки. По результатам проведенных исследований с использованием трех рассмотренных в работе алгоритмов кинематической миграции были сделаны следующие выводы об эффективности применения каждого из алгоритмов для восстановления геологических границ:

1) В случае, когда среда имеет простое горизонтально-слоистое или наклонно-слоистое (с углами наклона до $5-6^\circ$) строение, для проведения структурных построений достаточно использования классического среднескоростного или послойного алгоритмов.

2) В сложных сейсмогеологических условиях (среды с крутопадающими границами, осложненные складками различной формы и т. п.) рекомендуется применение вариационного алгоритма кинематической миграции, учитывающего искривление сейсмических лучей в слоях, вызванное скоростной неоднородностью среды, преломление лучей на промежуточных границах, а также наклон сейсмических границ.

Литература

1. Глоговский В.М. Прикладная теория определения скоростных и глубинных параметров среды по данным сейсморазведки МОВ: Автореф. дис. ... докт. физ.-мат. наук. М., 1989. 33 с.
2. Červený V. Seismic ray theory. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2001. 713 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511529399>
3. Rawlinson N., Hauser J., Sambridge M. Seismic ray tracing and wavefront tracking in laterally heterogeneous media // *Advances in Geophysics*. 2007. Vol. 49. P. 203–267. [https://doi.org/10.1016/S0065-2687\(07\)49003-3](https://doi.org/10.1016/S0065-2687(07)49003-3)
4. Ермаков А.П., Степанов П.Ю. Сейсморазведка неоднородных сред: Учеб. пособие. М.: КДУ, 2018. 122 с.
5. Степанов П.Ю., Гоманюк Ю.А. Математическое моделирование кинематики сейсмических волн в сложнопостроенных средах // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*. 2022. № 6. С. 167–178. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-6-167-178>

КОМПЛЕКСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ РАЗВИТИЯ И ОСВОЕНИЯ ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА «1» ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Гроина А.Ю.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
РФ, 400078, г. Волгоград, пр-т им. В.И. Ленина, д. 96
E-mail: aleksgr@list.ru

Ключевые слова: оценка эффективности проектов геологоразведки; вероятностная оценка; технологические показатели разработки прогнозных вариантов; вероятность геологического успеха

В последние годы большая часть месторождений Волгоградской области находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся падающей добычей нефти, увеличением механизированного фонда и интенсивным ростом обводненности продукции скважин. Следовательно, для поддержания стабильной добычи Волгоградской области появляется острая необходимость в освоении новых активов.

Одним из таких перспективных участков является Лицензионный Участок (ЛУ) «1», достаточно крупный по площади.

Согласно результатам последней геологической оценки в пределах ЛУ «1» прогнозируется около 100 перспективных структур, промышленная нефтеносность которых приурочена к отложениям семилукского D_{3sm} , пашийского D_{3ps} , ардатовского D_{2ard} , воробьевского D_{2vb} , мосоловского D_{2ms} горизонтов.

Таким образом, для определения целесообразности разработки данного проекта необходимо провести комплексную оценку проектирования полного цикла жизни месторождения, выделить наиболее перспективные и экономически привлекательные структуры для дальнейшей разработки [1], сформировать интегрированную команду специалистов разных направлений.

Целью работы является поиск и оценка наиболее эффективного варианта освоения ЛУ «1». Для достижения поставленной цели были выделены задачи:

1. Комплексная интерпретация сейсморазведочных работ МОГТ-3D в пределах ЛУ «1».
2. Вероятностная оценка ресурсной базы (сейсмогеологическая модель, структурно-тектоническая модель).
3. Выбор расчетных вариантов разработки и прогноз добычи УВС по выделенным структурам:
 - выбор месторождений-аналогов;
 - анализ исходной информации;
 - выбор концепции вариантов разработки перспективной структуры;
 - расчет типовых профилей добычи нефти по объектам на ГДМ месторождения-аналога;
 - выбор первоочередных структур для освоения;
 - определение минимальных рентабельных ресурсов нефти.
4. Концепция обустройства ЛУ «1» и выбор первоочередных структур к вводу в разработку.

5. Техничко-экономическая оценка вариантов освоения ЛУ «1» и выбор наиболее эффективного варианта.

6. Определение ожидаемой стоимости проекта с учетом геологических и экономических рисков.

Для решения поставленных задач была создана интегрированная команда, в составе специалистов отделов сейсмических исследований, оценки ресурсов углеводородов, проектирования и мониторинга разработки, технико-экономической оценки проектов. Автором работы осуществлялись: выбор расчетных вариантов, анализ исходной информации, обоснование стартовых дебитов, разработка критериев выявления наиболее перспективных структур, определение объема первоочередных структур для ввода в разработку, а также организация работ, осуществление взаимодействия между исполнителями и подведение итогов по результатам проекта.

Выводы

1. По ЛУ «1» применены подходы оценки и выработки инвестиционных решений, применяемые для крупных и приоритетных активов, включая вероятностную оценку ресурсной базы УВС.

2. Уточнена концептуальная геологическая модель и выявлены перспективные структуры в пределах ЛУ «1».

3. Определены минимальные рентабельные ресурсы нефти по структуре ЛУ «1», соответствующие ЧДД = 0, и выбраны первоочередные экономически эффективные структуры для ввода в разработку.

4. Выработана концепция разработки приоритетных структур ЛУ «1».

5. Освоение ЛУ «1» является экономически эффективным при условии ввода в разработку перспективных (первоочередных) структур.

Литература

1. Методические рекомендации по оценке эффективности проектов геологоразведки. Приложение к протоколу заседания Правления ОАО «ЛУКОЙЛ» от 26 апреля 2012. № 1.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА В1 В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЕПСКОГО СВОДА

Дампилов Э.М.

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,

РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Розы Люксембург, д. 12, корп. 7

E-mail: tonipi-ext@surgutneftgas.ru

В региональном плане на территории Якутии зона развития пласта В1 охватывает значительную часть Непского свода и прилегающего к нему участку Предпатомского прогиба. В северо-западном направлении толщина отложений пласта постепенно сокращается вплоть до их полного выклинивания в районе Мирнинского выступа. На юго-восток от этой границы в сторону Предпатомского прогиба толщины пласта закономерно увеличиваются [1–6].

При изучении литолого-петрофизических характеристик пласта В1 в пределах изучаемой территории было установлено, что выделение границ пласта происходит неоднозначно на пласты В1-1 и В1-2.

Это приводит к следующему:

- в некоторых скважинах игнорируется присутствие в разрезе пласта В1-2, выделяется только В1-1 (или наоборот);
- возникает проблема с корреляцией скважин с соседними участками недр, на которых есть только один пласт В1. В ряде случаев его ошибочно коррелируют с В1-2 или с общей толщиной двух пластов (В1-1 и В1-2).

Целью данной работы является уточнение границ пластов В1-1 и В1-2 в пределах 1-го, 2-го и 3-го участков недр по результатам керновых данных и сопоставлением их с геофизическими исследованиями.

Основными задачами являются детальная литолого-петрофизическая характеристика пород каждого пласта, определение явных литологических отличий между пластами, рекомендации к бурению разведочных скважин.

По данным сейсмоки и бурения пласт В1 в западной части территории исследования разделяется при разбивках на два пласта В1-1 и В1-2. Они отличаются друг от друга по мощности, по площади распространения, по условиям образования и фильтрационно-емкостным свойствам. Такая структура пласта, характеризующаяся удвоенным строением, наблюдается, в основном, на 1-м, 2-м и 3-м участках недр.

Отложения пласта В1-1 формировались в прибрежно-континентальных или прибрежно-морских условиях, а пласта В1-2 – в мелководно-морских условиях. Установлено, что источник сноса обломочного материала для обоих пластов был один и тот же, но образование более раннего пласта В1-2 происходило в относительно более глубоководных обстановках, по сравнению с пластом В1-1. Дельта палеореки находилась несколько юго-западнее, чем та, которая формировала более поздний пласт В1-1 (на 1-м участке недр). Не исключено что оба пласта формировались разными речными потоками. Скорее всего, пласт В1-2 формировался в условиях некомпенсированного прогибания дельты, при котором избыток приносимого осадочного материала время от времени сбрасывался по склону, формируя субклиноформное строение отложений, что прослеживается и по сейсмическим профилям (рис. 1).

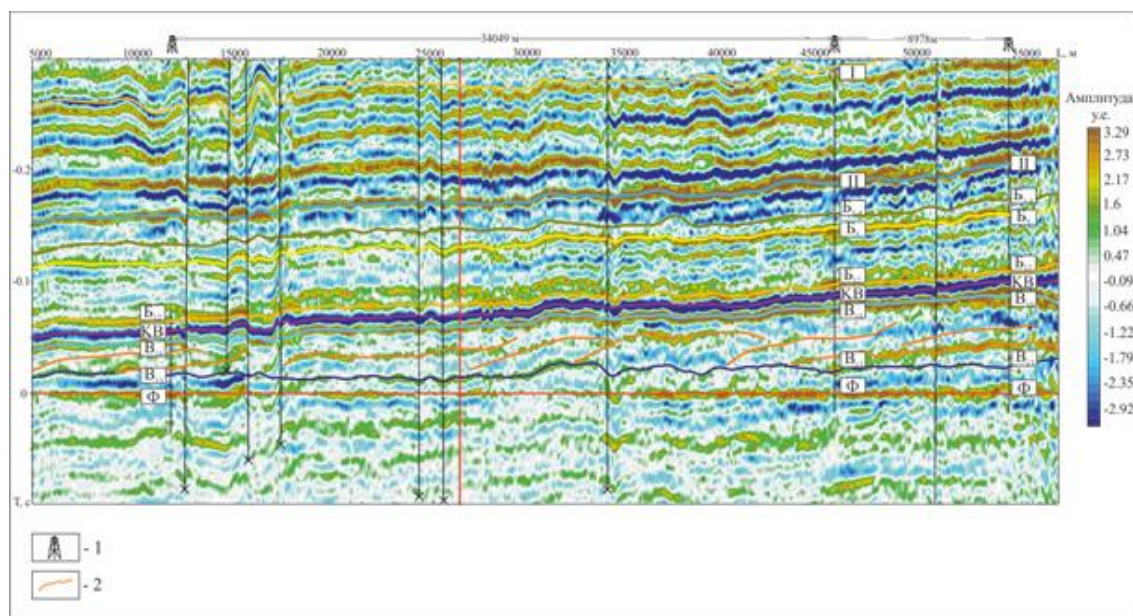


Рис. 1. Фрагмент палеореза по сейсмическому профилю

Керн пласта В1-2 представлен преимущественно мелкозернистыми алевритовыми песчаниками с горизонтальной, пологоволнистой, прослоями косою слоистостью. Как правило, признаков углеводородов в керне не отмечается. На сбросовый тип отложений указывает развитие косослоистого строения в разрезе, нарушенное следами оползания осадка. Глинистые прослои, представленные аргиллитом, имеют толщины до 1–2 м, пологоволнистую слоистость, нарушенную редкими следами оползания осадка.

Керн пласта В1-1 представлен песчаником серым разнозернистым, прослоями гравелитистым, с глинистым и ангидритовым цементом, слоистость пологоволнистая, волнистая, горизонтальная.

Таким образом, пласт В1-2 отличает от пласта В1-1 более мелкозернистый гранулометрический состав осадков и повышенная глинистость разреза. Отсутствуют прослои гравелитов и примесь гравелитовой фракции в песчаниках.

На сегодняшний день в отложениях пласта В1-2 в пределах 1-го, 2-го и 3-го участков недр не встречено ни одной залежи углеводородов. Учитывая неблагоприятную фациальную принадлежность отложений пласта В1-2 в данном районе перспективы нефтегазоносности этих отложений можно оценить как крайне низкие, связанные, возможно, с редкими ограниченными мелкими залежами (при наличии коллекторов и качественных экранов для УВ).

Общая концепция формирования пласта в этом регионе заключается в том, что в центральной части Непского свода формирование пласта В1-1 происходило в условиях приливно-отливного побережья под воздействием развивающейся трансгрессии моря. Наступление моря происходило со стороны Предпатомского прогиба в направлении Непско-Ботубинской антеклизы, что обусловило последовательную смену континентального фациального комплекса отложений переходным, а затем морским. На изучаемой территории такое трехчленное строение пласта зафиксировано в северной части исследуемой территории. На остальной части территории отложения накапливались в более глубоководной обстановке,

соответствующей мелководно-морским склоновым фациям. Отложения здесь представляют собой уже переходные от шельфовых к склоновым фациям, также как для пласта В1-2.

Для изучения индивидуальных литолого-фациальных особенностей пород пласта В1-1 и обоснования механизмов, контролирующих ФЕС пород, использовалась литологическая и петрофизическая информация. В отложениях пласта В1-1 выделено четыре основных литолого-петрофизических типа пород (далее – литотипа), показанных на графиках основных петрофизических параметров:

- литотип 1 «песчаник разномерный, гравелитистый»;
- литотип 2 «алевролит, песчаник алевритистый»;
- литотип 3 «глинистые гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты»;
- литотип 4 «сульфатно-карбонатные породы».

Первый литотип характеризует, в основном, коллектор. Породы остальных трех литотипов являются преимущественно неколлекторами. Литотипы 1 и 2 отличаются один от другого исключительно по грансоставу, в меньшей степени – по количеству и составу глинистого цемента. Литотип 3 объединяет все глинистые породы: аргиллиты, глинистые гравелиты, песчано-алевритовые породы с повышенным содержанием глинистого материала, т. е. содержание глины контролирует коллекторские свойства. К литотипу 4 отнесены породы с повышенным содержанием карбонатного и/или сульфатного цемента, при этом гранулометрический признак не учитывается.

По сравнению с пластом В1-1, породы пласта В1-2 сложены более мелкозернистыми и глинистыми разностями. В отложениях пласта В1-2 выделено также четыре основных литотипа, но есть отличие в литотипе 1 – мелкозернистые песчаники, который не имеет в составе гравелитов и гравелитистых песчаников.

Коллекторские свойства пород пласта В1 зависят от структуры порового пространства, которое формируется под влиянием первичных фациальных условий осадкообразования и вторичного преобразования породы в процессе диагенеза и катагенеза. Пористость пород пласта преимущественно гранулярная (межзерновая). Встречается внутризерновая пористость за счет выщелачивания зерен полевых шпатов, но ее вклад невелик из-за низкого содержания полевых шпатов. Пустотное пространство имеет довольно сложную структуру и формируется благодаря сочетанию первичных седиментационных факторов с вторичными преобразованиями пород, основными из которых являются уплотнение, регенерация кварца и полевого шпата, очаговая ангидритизация и карбонатизация с последующим частичным выщелачиванием легкорастворимых компонентов.

В пласте В1-1 лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладает литотип 1 – разномерные песчаники с гравелитовой примесью, со средней пористостью 8,3 % и проницаемостью 203 мД. В пласте В1-2 также лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладает литотип 1 – мелкозернистые песчаники, со средней пористостью 9,5 % и проницаемостью 185,1 мД.

В целом по распределению значений у пласта В1-1 фильтрационно-емкостные свойства лучше, чем у пласта В1-2. Наибольший вклад в пористость и проницаемость в обоих пластах вносит 1 литотип (у пласта В1-1 – это песчаник разномерный, гравелитистый; у В1-2 – песчаник мелкозернистый).

Выводы

1. Проведена детальная литолого-петрофизическая характеристика пород на исследуемой территории. Формирование пласта происходило в два этапа, в результате чего образовались два пласта В1-1 и В1-2.

2. Выявлены явные литологические отличия между горизонтами: формирование более раннего песчано-алевритового пласта В1-2 происходило в относительно более глубоководных обстановках, соответствующим мелководно-морским. От пласта В1-1 пласт В1-2 отличает более мелкозернистый гранулометрический состав осадков, повышенная глинистость разреза, отсутствие прослоев гравелитов и примеси гравелитовой фракции в песчаниках. В центральной части Непского свода формирование алеврито-песчаных отложений пласта В1-1 происходило под воздействием развивающейся трансгрессии моря, что обеспечило последовательную смену континентального фациального комплекса отложений переходным, а затем он сменился морским.

3. На сегодняшний день в отложениях пласта В1-2 в пределах 1-го, 2-го и 3-го участков недр не встречено ни одной залежи углеводородов. Основные перспективы связаны с пластом В1-1.

Рекомендации

Рекомендуются к бурению проектные скважины № 1 и № 2 в пределах 1-го участка недр и скважина № 3 на территории 2-го участка недр. Данные скважины расположены в сводовой части куполовидного поднятия, в зоне наибольших эффективных толщин, скв. № 3 рекомендуется к бурению на крыле поднятия вблизи предполагаемого контура ВНК (рис. 2).

Результат бурения данных скважин – получение промышленных притоков Н и Г, уточнение границ ВНК и ГНК; определение рабочих дебитов Г, Н и В; замер пластовых температур и давлений; определение объемов залежей и подсчет запасов. Рекомендуется в процессе бурения проектных скважин провести отбор проб, полный комплекс ГИС, отбор керна до забоя скважины, испытания в обсадной колонне.

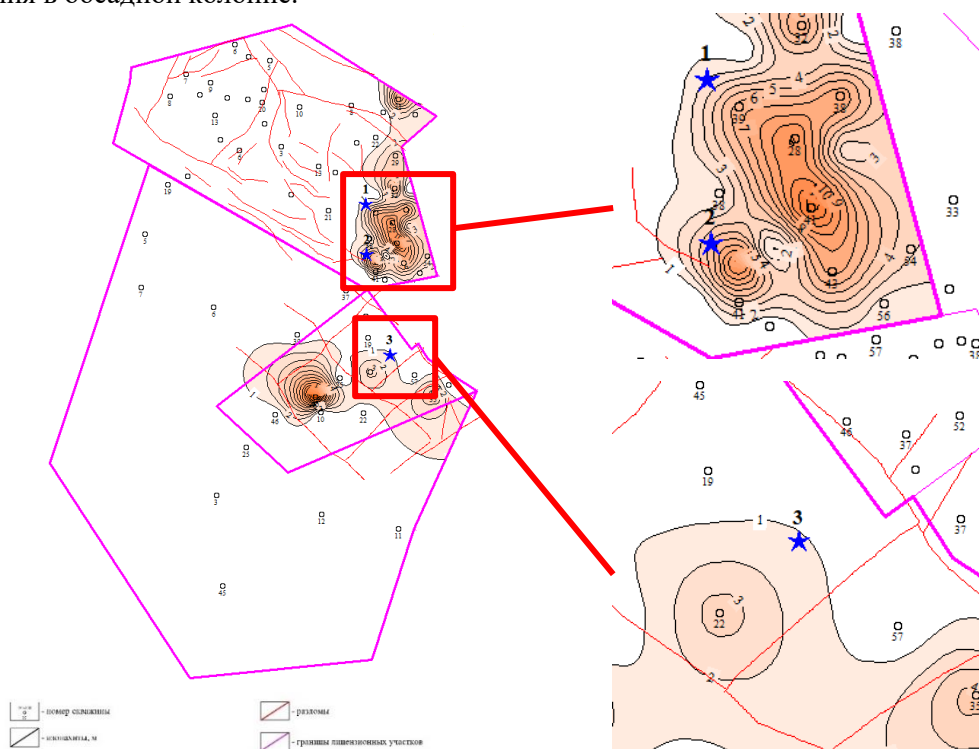


Рис. 2. Рекомендуемые проектные скважины в пределах 1-го и 2-го участков недр

Литература

1. Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы: Сб. науч. ст. / Под ред. В.П. Ларионова. Якутск: Изд-во СО РАН, Якут. фил., 2004. 243 с.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под. ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
3. *Губина У.А.* Прогноз венд-нижнекембрийских коллекторов нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы на основе модели их формирования: Автореф. дис. ...канд. геол.-минерал. наук. СПб.: 2014. 22 с.
4. *Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г.* Литология: Учебник для вузов. М.: Недра, 1991. 444 с.
5. *Шемин Г.Г.* Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. 467.
6. *Шемин Г.Г.* Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа). Изд-во СО РАН, 2017. 315 с.

СТРУКТУРА ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ВУЛКАНОГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Добрыдень С.В.^{1,2}

1 – Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,
РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Розы Люксембург, д. 12, корп. 7

2 – Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 56
E-mail: Dobrydensv@mail.ru

Ключевые слова: вулканогенные горные породы, структура пустотного пространства, коэффициент проницаемости

Вулканогенные горные породы (вулканиты) относятся к магматическим образованиям, сформировавшимся в поверхностных или приповерхностных условиях в результате вулканической деятельности. В составе вулканитов выделяют эффузивные, экструзивные (застывшие лавы потоков, экструзивных куполов) и вулканокластические разности. Последние разделяются на лавокластические и пирокластические. Лавокластические формируются в результате дробления лавовых тел (лавокластиты, гиалокластиты) и лавовой цементации обломочного материала (кластолавы). Пирокластические образованы из раскаленных обломков вулканических извержений (туфы, агглютинаты, игнимбриты). Наряду с вулканогенными горными породами, в вулканических формациях присутствуют осадочно-вулканогенные (туффиты), вулканогенно-осадочные (туфобрекчии, туфопесчаники, туфоаргилиты) и осадочные отложения. Первичное пустотное пространство представлено трещинами усадки, пустотами дегазации, перлитизации (в лавах), трещинами дробления (в лавокластических), пустотами, связанными с неплотной упаковкой обломков (в пирокластических), межобломочными порами (в осадочно-вулканогенных, вулканогенно-осадочных и осадных породах). Образование вторичных пустот обусловлено тектоническими, гипергенными, гидротермально-метасоматическими процессами.

Характерной особенностью вулканитов является сложная структура пустотного пространства. Совместный анализ изображений шлифов и капиллярных исследований показал (рис. 1), что в образцах, содержащих несколько групп пустот существенно различного размера, крупные пустоты (фиксируемые визуально по изображениям шлифов), часто не вносят значимого вклада в фильтрацию (по капиллярным исследованиям). В образцах с равномерным распределением пустот по размерам фильтрацией охвачены как крупные, так и мелкие пустоты.

Сложная структура пустотного пространства вулканитов существенно снижает тесноту связи коэффициентов пористости и проницаемости и затрудняет прогноз фильтрационных свойств. Для более точного прогноза проницаемости необходимо использовать связи емкостных и фильтрационных свойств, учитывающие структуру пустотного пространства горных пород.

С учетом рассмотренных выше особенностей для описания взаимосвязей фильтрационных и емкостных свойств вулканитов может быть использована гантельная модель, описывающая пустотное пространство как взаимосвязанную систему тел пустот (макрокапилляров) и соединяющих их каналов (микрокапилляров) [1]. Модель учитывает различия эквивалентных сечений (емкостных, фильтрационных, электрических) макро- и микрокапилляров, связанных между собой в силу электрогидродинамической аналогии. Соотношения сечений определяются

электрической извилистостью пустотного пространства – расширением токовых линий в крупных пустотах и сужением в соединяющих каналах.

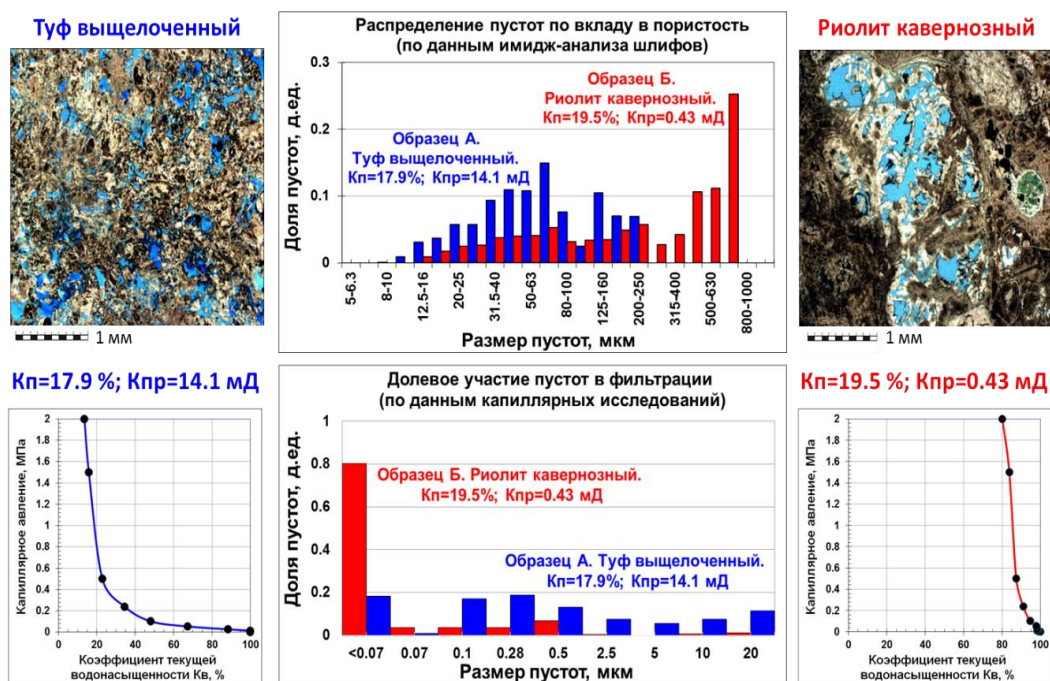


Рис. 1. Совместный анализ изображений шлифов и капиллярных исследований для образцов с различной структурой пустотного пространства

На рис. 2 сопоставлены измеренные на керне и рассчитанные с использованием гантельной модели значения коэффициента проницаемости вулканитов. Для сравнения приведены данные расчета проницаемости по модели Тимура.



Рис. 2. Сопоставление результатов расчета с данными измерений коэффициента проницаемости на образцах керна

При высоких значениях коэффициента проницаемости (более 1 мД) результаты расчета по рассматриваемым моделям близки. При переходе в область с низкими фильтрационными

свойствами расхождение фактических данных и расчетов по модели Тимура увеличивается по причине снижения доли крупных пустот и возрастания доли сужений в составе пустотного пространства. Расчеты по гантельной модели, учитывающей наличие сужений между крупными пустотами, соответствуют результатам керновых измерений во всем диапазоне изменения коэффициента проницаемости. Исключение составляют интенсивно трещиноватые (по петрографическому описанию керна) образцы (черные точки на рис. 2), в которых открытые трещины способствуют увеличению фильтрационных свойств при слабом изменении емкостных. Для определения проницаемости трещиноватых вулканитов могут быть использованы другие подходы, например, эмпирические зависимости от трещинной пористости, как это рассмотрено в работе [2].

Рассмотренные особенности вулканогенных пород необходимо учитывать при прогнозе фильтрационных свойств по данным геофизических исследований скважин (ГИС). На рис. 3 для вулканогенных отложений доюрского основания Западной Сибири приведен пример определения коэффициента проницаемости с использованием рассмотренной выше гантельной модели пустотного пространства по данным стандартного комплекса ГИС, включающего акустический (АК), нейтронный (НК), гамма-гамма-плотностной (ГГК-П), гамма (ГК) методы [3].

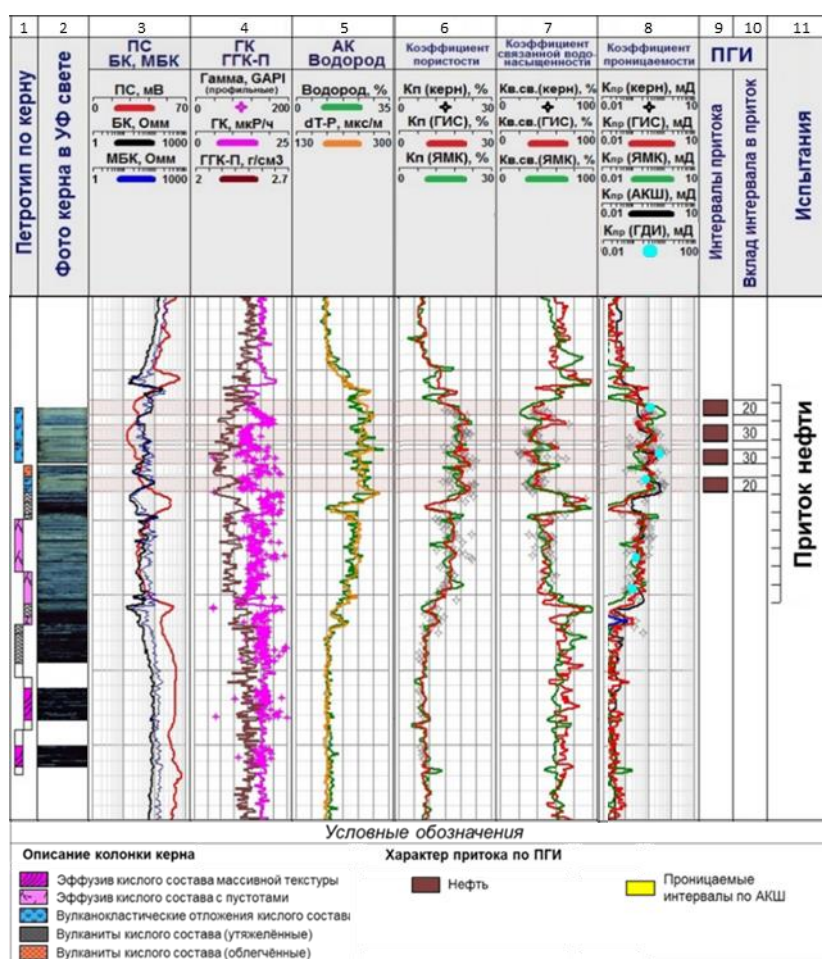


Рис. 3. Пример определения коэффициента проницаемости по данным ГИС с учетом особенностей структуры пустотного пространства вулканогенных горных пород

Поля на рис. 3: 1 – петротип по керну; 2 – фотографии керна в ультрафиолетовом свете; 3 – кривые собственной поляризации, бокового, микробокового каротажей (ПС, БК, МБК); 4 – кривые ГК, ГГК-П и профильные измерения естественной радиоактивности керна; 5 – кривые АК, НК (водородосодержание); 6, 7, 8 – кривые коэффициентов пористости, связанной водонасыщенности, проницаемости (K_p , $K_{в.св.}$, $K_{пр}$), рассчитанные по ядерно-магнитному каротажу (ЯМК) [4] (зеленые), по комплексу методов АК, НК, ГГК-П, ГК (красные) с нанесением результатов измерений K_p , $K_{в.св.}$, $K_{пр}$ на образцах керна (ромбовидные точки). В поле 8 приведены результаты расчета $K_{пр}$ по широкополосному акустическому каротажу (АКШ) [5] (черная кривая) с нанесением результатов определения $K_{пр}$ по гидродинамическим исследованиям (ГДИ) прямым опробованием пласта на кабеле (ОПК) – круглые точки. Поля 9-11 отражают результаты промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и испытаний. Кривые $K_{в.св.}$, $K_{пр}$ (красные в полях 7, 8) рассчитаны по стандартному комплексу ГИС: $K_{в.св.}$ – по данным методов ГГК-П, ГК с использованием эмпирической зависимости; $K_{пр}$ – по рассмотренной выше гантельной модели [3].

Из рис. 3 следует, что результаты расчета $K_{пр}$ горных пород по гантельной модели согласуются с данными керна, специальными методами ГИС (ЯМК, АКШ), данными ГДИ (ОПК). Притоки пластового флюида (по ПГИ) получены из наиболее проницаемых интервалов, при этом с увеличением расчетных значений $K_{пр}$ возрастает вклад интервалов в приток (поле 10 на рис. 3).

Полученные результаты являются важнейшей составляющей оценки эксплуатационных характеристик вулканогенных горных пород по данным ГИС.

Вывод

Вулканогенным горным породам характерна сложная структура пустотного пространства, что необходимо учитывать при прогнозе их фильтрационных свойств.

Литература

1. *Ахметов Р.Т.* Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 5. С. 31–35.
2. *Крылова О.В.* Разработка методики определения литологического состава и коллекторских свойств вулканогенно-осадочных пород по данным промысловой геофизики (на примере среднеэоценовых отложений месторождений Грузии): Дис. ... канд. геол.-мин. наук. Грозный, 1983. 153 с.
3. *Добрыдень С.В., Туренко С.К., Семенова Т.В.* Определение коэффициента проницаемости вулканогенных горных пород по данным геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 43–46. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-43-46>
4. *Tiab D., Donaldson E.C.* Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Oxford: Elsevier, 2004. 889 p.
5. *Tang X.M., Patterson D.* Estimating formation permeability and anisotropy from borehole Stoneley waves // SPWLA 45th Annual Logging Symposium, Noordwijk, Netherlands, 6–9 June 2004. Paper SPWLA-2004-W. <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-2004/All-SPWLA-2004/SPWLA-2004-W/27405> (Дата обращения 10.04.2023).

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЕРХНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

Ершов А.В.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: aersov@ipng.ru

Ключевые слова: Тимано-Печорский бассейн, Верхнепечорская впадина, русло, нефтегазоносность, песчаник, фациальный анализ

Фациальный анализ отложений часто применяется в геологии нефти и газа, как на старте изысканий на территории, так и на этапе когда месторождения входят в стадию промышленного освоения. Генетический подход, включающий восстановление древних обстановок осадконакопления, нужен для выделения взаимосвязей разных частей системы между собой. Появляется возможность формализовать свойства геологического пространства и выявить последовательность изменений. Геологические методы исследования, направленные на изучение фациальных особенностей строения, определяют пространственное взаимоотношение геологических тел и присущих им свойств. В целом по этому вопросу известно много исследований в части классификации современных обстановок осадконакопления и древних осадочных фаций. Их общая позиция в единстве между физико-географической средой и образующимися осадками [1–3].

Несмотря на давно доказанную продуктивность верхнепермских терригенных отложений Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и длительную историю их изучения, открытыми остаются вопросы обоснования поисковых критериев, подсчетных параметров и оптимальной методики разработки залежей углеводородов в них.

Основная проблема освоения этого комплекса обусловлена сложным полифациальным строением и полимиктовым составом песчаных коллекторов, сформированные которых происходило в разнообразных морских и континентальных обстановках. Генетическая интерпретация коллекторских толщ предполагает детальные литолого-фациальные исследования не только собственно песчаных пластов, но всего разреза вмещающих отложений [4–8].

Пласты песчаников в верхнепермских отложениях Верхнепечорской впадины отличаются очень сильной изменчивостью и прерывистостью. Предполагается, что они откладывались в долинах рек и поэтому имеют полосовидное распространение. С этих позиций, если пласты в различных удаленных друг от друга скважинах коррелировались по принципу равных мощностей между пластом и нижним реперным горизонтом, то они считались идентичными и прослеживались в виде полосы на территории впадины. Для индексации верхнепермских песчаников была проведена их увязка с разрезами Вуктыльской площади, особенно с частью татарского и казанского ярусов [9–11].

Из вышеизложенного следует, что позднепермские аллювиальные долины платформенной области формировались в пределах узких прогибающихся зон. В районах со спокойным тектоническим развитием (Верхнепечорской, Ижма-Печорской, Хорейверской впадинах) прогибание, вероятно, наследовалось, поэтому в современном структурном плане аллювиальные

долины приурочены к прогибам. Районы с активным инверсионным тектоническим развитием в позднепермскую эпоху, по-видимому, испытывали прогибание, поэтому в современном структурном плане аллювиальные долины обычно приурочены к осевым зонам валов. Учитывая единый тектонический контроль при формировании аллювиальных долин в течение всей позднепермской эпохи, можно предположить, что положение разновременных позднепермских долин в плане в пределах одного и того же структурного элемента в целом будет совпадать [8, 12].

Целью настоящей работы была разработка фациальной модели строения природного резервуара нефти и газа на примере недоизученных территорий с промышленной нефтегазоносностью верхнепермских отложений. Формирование основных перспективных пластов связано с русловой аллювиальной обстановкой осадконакопления. В результате исследований предлагается фациальная модель, которая на сегодняшний день наиболее полно отражает генетические особенности природных резервуаров в верхнепермских отложениях.

Литература

1. *Конибир Ч.Э.Б.* Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. М.: Недра, 1979. 256 с.
2. *Барaboшкин Е.Ю.* Практическая седиментология. Терригенные резервуары: Пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 2011. 152 с.
3. *Мальшева Е.О.* Условия формирования пермских терригенных коллекторов севера Печорского нефтегазоносного бассейна: Дис. канд. геол.-минерал. наук. Сыктывкар, 1985. 266 с.
4. *Еришов А.В.* Новое направление геолого-разведочных работ в Верхнепечорской впадине (верхнепермский природный резервуар) // Актуальные проблемы нефти и газа: Тез. докл. 4-й Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2021. С. 27.
5. *Еришов А.В., Попова М.Н.* Перспективы поисков залежей нефти в пермских островах палеорек и рифовых барьерах на основе выделения флюидоупоров над высокодебитными коллекторами // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. Т. 3. С. 134–135.
6. *Алабушин А.А., Турчанинов Г.Н.* О перспективах нефтеносности верхнепермско-триасовых отложений на Мичаюской площади // Проблема освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Сб. ст. М.: ВНИИОЭНГ, 1981.
7. *Алабушин А.А.* Перспективы открытия залежей нефти в верхнепермских отложениях на Пашнинском месторождении // Перспективы развития нефтедобычи на Европейском Севере СССР: Сб. ст. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. С. 8–13.
8. *Никонов Н.И., Соловова Л.И.* Перспективы нефтегазоносности верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаников // Геология месторождений нефти и газа Европейского Северо-Востока СССР: Труды X Геологической конференции Коми АССР. Сыктывкар: Коми фил. АН СССР, 1987. С. 50–56.
9. *Еришов А.В.* Сейсмогеологический анализ отложений верхней перми на территории Верхнепечорской впадины // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 66–71. <https://doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-66-71>

10. *Ершов А.В.* Геологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в палеоруслах на территории Верхнепечорской впадины // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 1(33). С. 16–20. https://doi.org/10.55557/24126497_2022_1_16-20

11. *Ершов А.В.* Перспективы нефтегазоносности верхнепермских отложений Верхнепечорской впадины // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 30-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2017. С. 63–64.

12. *Никонов Н.И.* Основные закономерности размещения залежей нефти в верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаниках Лемью-Ираельской ступени // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского Северо-Востока: Природные углеводороды: Труды XI Геологической конференции Коми АССР. Сыктывкар: Коми НЦ УрО АН СССР, 1991. С. 178–185.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ВВОДА В РАЗРАБОТКУ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Зайдуллин А.Г.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: ayr.zaydullin@yandex.ru

Современный период нефтедобычи в России характеризуется ухудшением структуры запасов и переходом основных месторождений на завершающую стадию разработки, в связи с чем многие нефтедобывающие компании России вынуждены увеличивать долю вовлекаемых в разработку ТРИЗ для поддержания стабильного уровня добычи.

Уникальное по запасам Ромашкинское месторождение в общем характеризуется высокими ФЕС по кыновско-пашийскому горизонту, средняя абсолютная проницаемость для пашийского горизонта (Д1) – более 500 мД, для кыновского горизонта (Д0) – более 300 мД.

Пласт Д0 достаточно однороден, в основном, представлен 1–2 прослоями, эффективная нефтенасыщенная толщина чуть более 3 м. При этом коллекторы кыновского горизонта на отдельных участках характеризуется низкими ФЕС, со значениями пористости и проницаемости вблизи границы коллектор-неколлектор. Вместе с тем, анализ одновременно переданных данных РИГИС указывает на недооцененный потенциал пластов.

Актуальность работы обусловлена низкой эффективностью выработки запасов нефти глинистых коллекторов, а также наличием геологических особенностей месторождений. Эффективная разработка таких участков возможна с либо с технологиями горизонтальных/многоствольных скважин, либо с применением ГРП/МГРП.

Целью данной работы является анализ геологической модели и выделение перспективных участков низкопроницаемых коллекторов для ввода в разработку.

Пласт Д0, во всяком случае, балансовая его часть, в пределах Ромашкинского месторождения имеет, в отличие от Д1, ограниченное площадное распространение. Вместе с тем, анализ одновременно переданных данных РИГИС указывает на, возможно, недооцененный потенциал пласта. Так, часть пористых интервалов в разрезе скважин не включены в кубы ФЕС текущих моделей, им присвоены нулевые значения Кп. Кроме того, ряд скважин, находящихся в добыче, в моделях находится в зоне неколлектора (рис. 1).

В пакетах данных РИГИС также наблюдаются противоречия; в частности, на границе площадей в одних и тех же скважинах в одинаковых интервалах логи существенно различаются.

Это привело к необходимости экспресс апдейта модели с целью, во-первых, уточнить состояние коллектора в существующих контурах залежей, во-вторых – локализовать перспективные зоны запасов за пределами утвержденного балансового контура.

Для этого было выполнено распространение пористости во всем объеме залежей, после чего для выделения перспективного коллектора использованы различные граничные значения КП и построены 4 итерации куба литологии с Кп гр. 9, 8, 7 и 6 %. Была проведена предварительная оценка геологических запасов при различных отсечках – на примере можно увидеть, что потенциальные геологические запасы увеличились при различных Кп гр. (рис. 2).

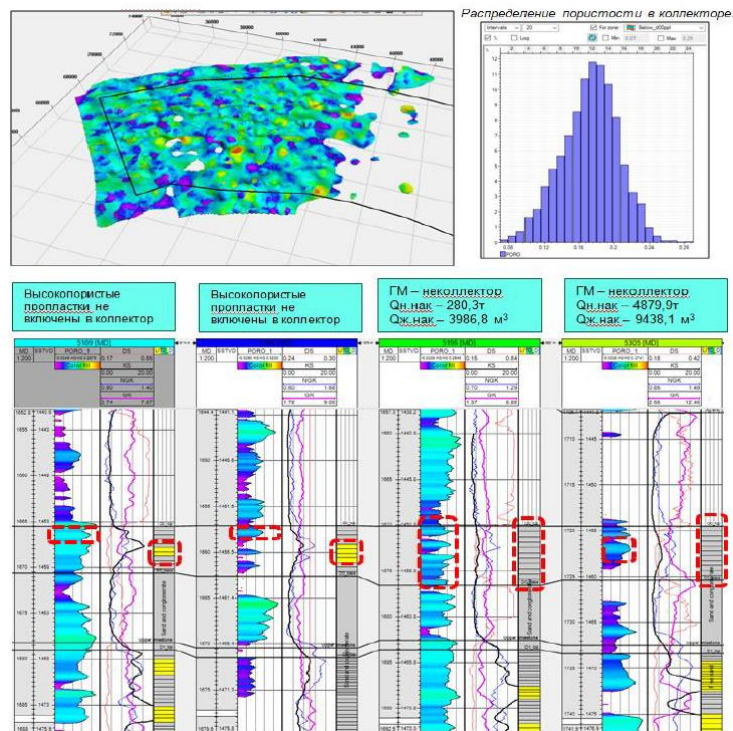


Рис. 1. Сравнение куба пористости геологической модели и РИГИС

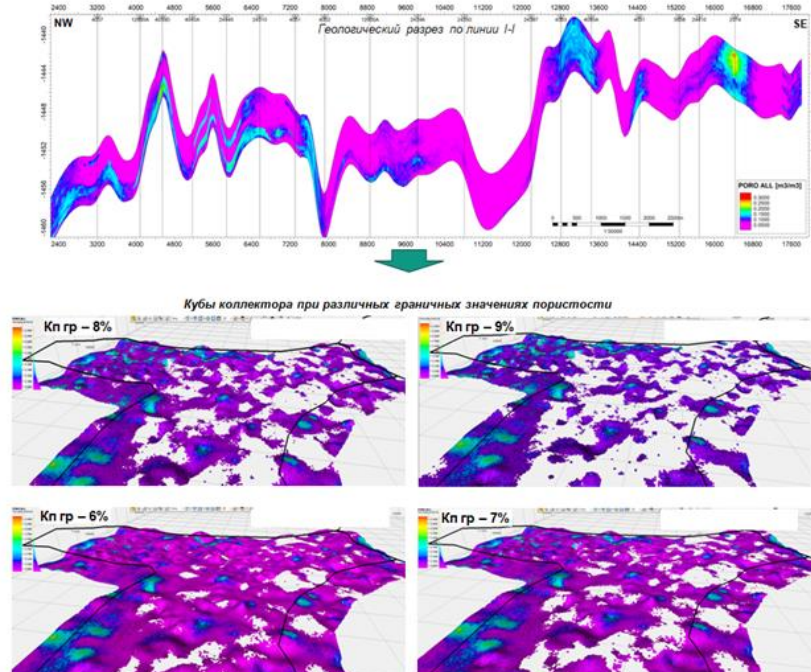


Рис. 2. Построение куба пористости. Оценка запасов при различных Кп гр.

На основании построенных кубов литологии были построены структурные карты и карты эффективных нефтенасыщенных толщин, на которых выделены перспективные зоны для проведения ГРП (рис. 3).

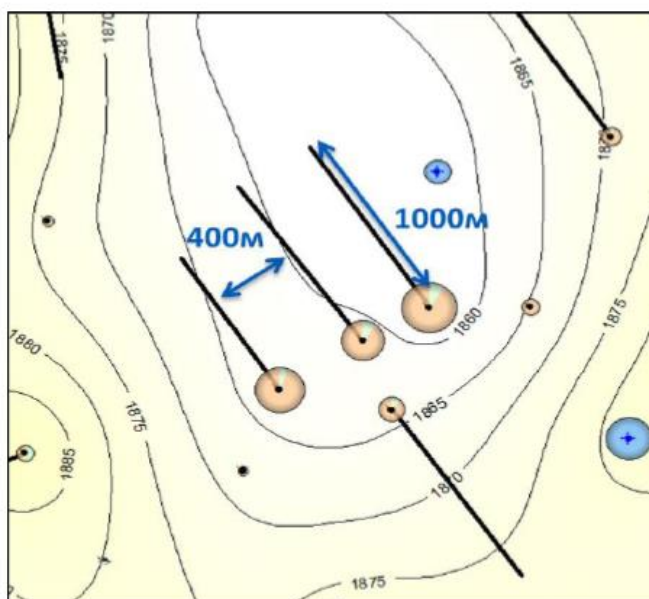


Рис. 3. Структурная карта с перспективными зонами ГРП

Основной проблемой текущей модели является отсутствие единой интерпретации ГИС по всем площадям. В целом, если говорить о направлении дальнейшей работы, после выделения перспективных зон для секторного моделирования следующие после выбора участка шаги должны включать переинтерпретацию всех скважин в выбранной зоне работ, построение секторной геологической и гидродинамической моделей для выбора оптимальной зоны заложения новых скважин, построение геомеханической модели (опционально) и уже в финальной стадии – непосредственно проектирование индивидуального дизайна ГРП.

Литература

1. Дополнение к проекту разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. Книга 1. Бугульма, 2012.
2. СТО ТН 105-2013. Интерпретации ГИС, алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан». Альметьевск: Татнефть, 2013. 34 с.
3. Гильманова Р.Х. Информационный отчет «Расчет и обоснование технологически и экономически эффективных вариантов ввода в активную разработку низкопроницаемых глинистых коллекторов кыновского горизонта Ромашкинского месторождения». Уфа, 2021. С. 5–16.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН КОЛЛЕКТОРОВ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Заключнов И.С.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.,
РФ, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, д. 3А
E-mail: Igor.Zaklyuchnov@pnn.lukoil.com

Ключевые слова: прогноз коллекторов, машинное обучение, сейсморазведка, цифровые технологии

Актуальность работы связана с необходимостью замещения зарубежного программного обеспечения путем разработки отечественных программных решений в сфере обработки и интерпретации сейсмических данных. Это обусловлено как прекращением технической поддержки, срока действия лицензий, уходом с рынка вендоров иностранного программного обеспечения, так и созданием собственных конкурирующих между собой продуктов, решающих прикладные геолого-геофизические задачи с использованием современных цифровых технологий.

На данный момент по-прежнему доминирующее положение в интерпретации сейсмических данных имеют программные пакеты Petrel (Schlumberger), HampsonRussel (Geosoft), DecisionSpace (Halliburton), обновления которых прекращены [1]. Однако в последние годы начали появляться отечественные программные продукты и модули, которые позволяют решать как частые задачи сейсморазведки, так и выполнять полноценную комплексную интерпретации сейсмических и скважинных данных.

Параллельно с этим в геологоразведке усиливается роль технологий искусственного интеллекта, что позволяет эффективнее, быстрее и качественнее решать более тонкие геологические задачи, среди которых – прогноз сложно построенных коллекторов, выделение тектонических нарушений и обработка данных геофизических исследований скважин [2–4].

В рамках данной работы показано применение авторской программы по прогнозу эффективных толщин латерально изменчивых терригенных бобриковских отложений нижнего отдела каменноугольной системы (визейский ярус) на территории одного из нефтяных месторождений Пермского края.

Месторождение расположено в пределах Башкирского свода, являющегося положительной тектонической структурой первого порядка Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Для доизучения месторождения в 2017 г. была проведена сейсмическая съемка 3D на площади в 127,2 км². Одним из объектов разработки на месторождении являются бобриковские отложения нижнего карбона, представляющие из себя переслаивающуюся толщу песчаников, алевролитов и аргиллитов, накопление которых происходило в условиях надводной части дельтовой равнины, где формировались песчаные отложения комплекса фаций дельтовых проток (внешняя песчаная и внутренняя глинистая части) и комплекса фаций поймы (береговые

валы и пески разливов). Дельтовые протоки диагностируются низкими показаниями гамма-каротажа в прослоях от 4 до 8 метров в краевой части и более 8 метров в осевой. Они прослеживаются в плане в виде меандрирующих тел, представляя непосредственный интерес для добычи нефти.

Коллектора бобриковских отложений на 71 % представлены песчаниками и в меньшей степени алевролитами. Толщина коллектора варьирует от 0 м до 31,6 м. При анализе упругих свойств выявлено разделение на коллектор-неколлектор в поле скорости продольных волн, что явилось прямой предпосылкой для проведения одномерного сейсмического моделирования для поиска взаимосвязей динамических характеристик волнового поля с результатами интерпретации ГИС и последующего выполнения количественного прогноза коллекторов в межскважинном пространстве.

В процессе одномерного моделирования был выявлен признак увеличенных по мощности коллекторов, выражающийся в изменении амплитуды и длительности сейсмических отражений в интервале исследований, на основе чего было определено временное окно для расчета атрибутов для прогноза коллекторов. В список атрибутов для расчета вошли как амплитудные, частотные атрибуты, так и результаты акустической инверсии (куб акустического импеданса), и геологический атрибут – мощность визейской терригенной толщи.

После чего применен разработанный способ расширенного сопоставления сейсмических атрибутов и данных ГИС (значений эффективных толщин) для прогноза коллекторов [5]. Для этого подготовлено 6 наборов данных сейсмических атрибутов с разным шагом квантования расчета.

Затем значения атрибутов были извлечены в точки пластопересечений 175 скважин и выполнена предобработка данных, позволившая снизить размерность наборов данных (до 4–10 атрибутов) за счет удаления признаков, которые обладают низкой дисперсией, значительно коррелируют друг с другом (коэффициент корреляции более 0,95) и не обладают значимой связью со значением мощности коллектора.

На следующем этапе каждый набор данных был разделен на обучающую (70 % данных) и тестовую выборку (30 % данных). Процесс обучения состоял в оптимизации математических моделей, основанных на таких современных алгоритмах машинного обучения, как линейные (лассо- и ридж-регрессия), эластичные сети, леса (случайный и сверхслучайный лес), бустинговые (градиентный, адаптивный бустинг [6]), деревья принятия решений с градиентным бустингом, и других (всего 15).

В результате тестирования множества алгоритмов получена наилучшая модель сверхслучайного леса, характеризующаяся коэффициентом корреляции 0,79 и среднеквадратической ошибкой прогноза 9,5 на обучающей выборке. Коэффициент корреляции между предсказанными и фактическими толщинами коллектора на 175 скважинах составил 0,86 (рис. 1). В наилучшую модель сверхслучайного леса вошли такие сейсмические атрибуты, как индивидуальные частотные компоненты 50 Гц и 60 Гц, мгновенная амплитуда, мгновенная и доминантная частоты, а также ширина спектра. Частотные атрибуты непосредственно связаны с мощностью толщ [7].

После этого выполнен площадной прогноз эффективных толщин коллекторов в межскважинном пространстве.

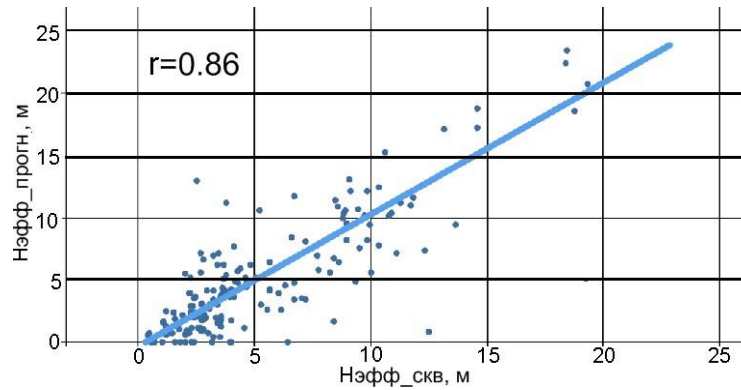
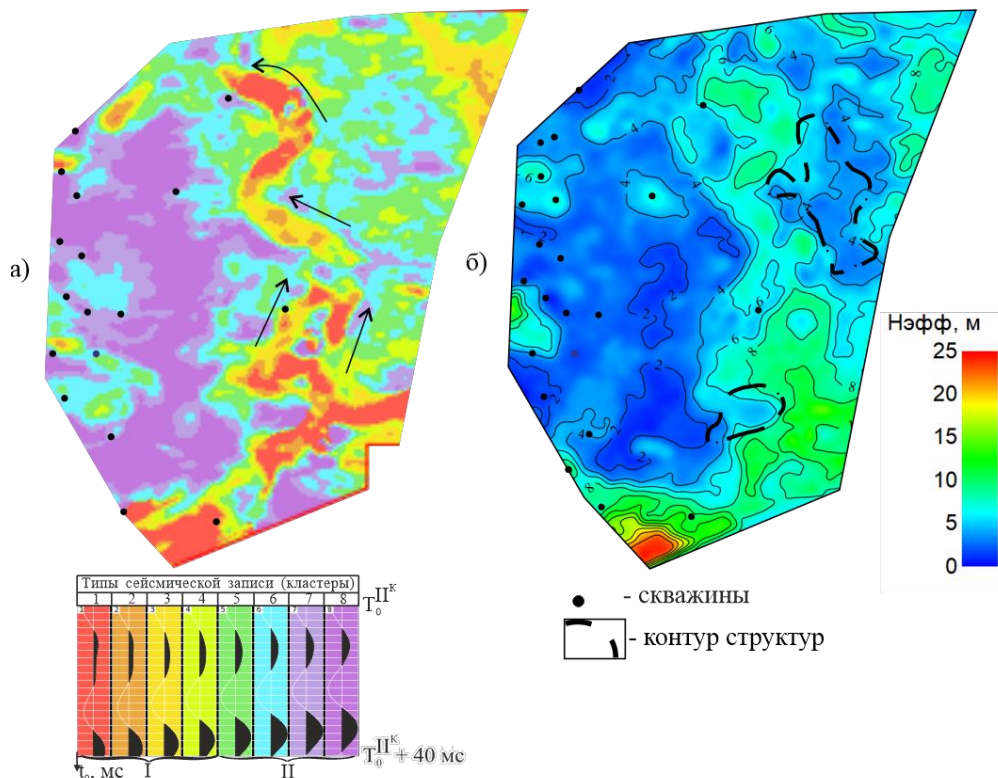


Рис. 1. Кросс-плот между фактическими и предсказанными моделью значениями Нэфф

Впервые на данном месторождении закартирована дельтовая протока бобриковского возраста, отображающаяся в виде меандрирующего тела, распространенного в субмеридиональном направлении по результатам кластеризации волнового поля по форме волны (рис. 2а), а также выражающаяся увеличенными эффективными толщинами (от 5 м до 15 м) (рис. 2б). Данный объект не вскрыт скважинами в оптимальных местах, поэтому обладает высокими перспективами для добычи нефти, в особенности, в северной части крупной структуры. Еще большие толщины распространены к северо-западу от структуры, но находятся в гипсометрически более погруженной части за контуром ВНК.



Сейсмофациальные зоны распространения отложений:

I – преобладание отложений дельтовых протоков;

II – преобладание отложений заливно-лагунного побережья

Рис. 2. Результаты кластеризации волнового поля по форме волны (а) и прогнозная карта эффективных толщин в интервале бобриковских отложений (б)

Таким образом, выполнен площадной прогноз коллекторов бобриковских отложений с использованием машинного обучения, увязанный с изменением формы сейсмического сигнала. Полученная модель сверхслучайного леса рекомендована к дообучению в процессе бурения новых скважин на месторождении для построения уточненной геологической модели.

Литература

1. Варламов А.И., Гогоненков Г.Н., Мельников П.Н., Черемисина Е.Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России // Геология нефти и газа. 2021. № 3. С. 5–20. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-3-5-20>
2. Приезжев И.И., Тайкулаков Е.Е., Каюмов И.Л. и др. Прямой нейросетевой прогноз коллекторских свойств пласта по данным сейсморазведки на примере клиноформных отложений Западной Сибири // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8, № 2(28). С. 28–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-28-39>
3. Мифтахов Р.Ф., Авдеев П.А., Гогоненков Г.Н. и др. Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей // Геология нефти и газа. 2021. № 3. С. 123–136. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-3-123-136>
4. Сахнюк В.И., Новиков Е.В., Шарифуллин А.М. и др. Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 230–238. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>
5. Залючнов И.С., Путилов И.С., Селетков И.А. Разработка нового способа расширенного сопоставления сейсмических атрибутов и данных ГИС для прогноза коллекторов на Таныпском месторождении нефти // Геофизика. 2020. № 5. С. 13–19.
6. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The elements of statistical learning: Data mining, inference, and prediction. New York: Springer, 2011. 745 p. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-84858-7>
7. Муртазин Д.Г. Спектральная декомпозиция – новые возможности детального динамического анализа сейсмических данных // Геофизика. 2016. № 5. С. 68–73.

ПРИМЕНЕНИЕ ДОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНОГО МОНИТОРИНГА 3D (4C) НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

Казанин А.Г.¹, Шепелев А.А.^{1,2*}, Базилевич С.О.¹, Жилин Ф.Е.¹

1 – АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция»,
РФ, 183038, г. Мурманск, ул. Софьи Перовской, д. 26

2 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

*E-mail: *alexsey.shepelev@mage.ru*

Ключевые слова: освоение месторождений нефти и газа, геофизическое оборудование для геологоразведочных работ на шельфе, сейсморазведка 3D (4C), инновационные донные сейсмические регистраторы «Краб»

Вопросы технологического развития геологоразведочных работ для освоения углеводородных ресурсов на континентальном шельфе Российской Федерации стали самыми актуальными для нефтегазовой отрасли в последнее время [1, 2].

В данной работе рассматривается опыт использования инновационного комплекса сейсмических регистраторов «Краб» на действующих месторождениях континентального шельфа Российской Федерации. В мировой практике к числу основных методов наблюдения за разработкой шельфовых месторождений принадлежит 4D сейсморазведка. Морские сейсморазведочные работы 3D (4C), выполняемые на действующих месторождениях континентального шельфа в непосредственной близости к буровым платформам, должны выполняться в соответствии с определенными методическими особенностями, обусловленными необходимостью соблюдения строгих правил безопасности [3–5]. С учетом высоких требований к точности проведения мониторинга за нефтегазовыми залежами, крайне актуальным становится применение в таких условиях донного сейсмического оборудования.

На сегодняшний день вариант морских сейсморазведочных работ 3D (4C) с буксируемым оборудованием на больших участках исследований получил широкое распространение из-за своей небольшой стоимости, однако, с данным видом оборудования суда вынуждены обходить буровую платформу в связи с тем, что сейсмические косы могут иметь угол отклонения, превышающий безопасное расстояние до платформы, которое находится в диапазоне от 500 м до 1000 м в зависимости от способа крепления платформы. Буксируемый вид сейсморазведочного оборудования обладает большим недостатком, который заключается в невозможности получить достоверные сейсмические материалы из-за высокого газонасыщения приповерхностных слоев разреза. Сильное газонасыщение верхних горизонтов, как правило, характерно именно для действующих нефтегазовых месторождений, поэтому в настоящее время в международном опыте морских сейсморазведочных работ 3D (4C) появилась тенденция переноса системы регистрации сейсмических сигналов с поверхности моря на морское дно [6].

Современные морские сейсморазведочные работы 3D с буксируемыми косами подошли к своему технологическому пределу, их место по праву будут занимать системы донной регистрации сейсморазведочных данных. Разработанный полностью отечественного производства

комплекс морской сейсморазведки «Краб» с донными регистраторами способен выполнять геологоразведочные задачи на континентальном шельфе любого объема и сложности. Все донное сейсморазведочное оборудование для выполнения геолого-геофизических работ изготавливается зарубежными компаниями, полноценных аналогов которому до недавнего времени не существовало, поэтому в имеющихся условиях масштабное производство и использование представленного оборудования российскими сервисными компаниями очень важно для всей нефтегазовой отрасли. Система морской сейсморазведки «Краб» с донными регистраторами зарекомендовала себя как высокотехнологичный и надежный инструмент выполнения высокоточных сейсморазведочных работ 3D (4C) на континентальном шельфе. Использование отечественных донных регистраторов «Краб» позволяет выполнять сейсморазведочные работы любой сложности за рекордно короткие сроки с максимально возможным снижением фона волн-помех и высоким соотношением сигнал/шум. Также стоит отметить, что донные станции являются полностью российской научно-технической и промышленной разработкой с нулевой составляющей иностранных комплектующих элементов и не уступают известным зарубежным аналогам, а даже превосходят их по ряду показателей [7].

Литература

1. Казанин А.Г., Базилевич С.О., Куома Д.Г. и др. Инновационный цифровой сейсмический комплекс морской сейсморазведки «Краб». Разработка, внедрение и перспективы развития отечественных донных станций // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 12(253). С. 28–35.
2. Казанин А.Г., Базилевич С.О., Куома Д.Г. и др. Мониторинговые сейсморазведочные работы 3D (4C) на российском континентальном шельфе // Газовая промышленность. 2023. № S2(849). С. 34–35.
3. Byerley G., Rehan A., Mondy K., Abouelela A.I. Unlocking new exploration potential in the Gulf of Suez through the application of modern OBN seismic // 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition, Online, 18–21 October 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202113274>
4. Dunlop R., Brown N., Taylor B., Neill E. Step change in efficiency and economies of scale in obn seismic // Second EAGE Marine Acquisition Workshop, Oslo, Norway. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202034025>
5. Kiyashchenko D., Wong W.F., Cherief D. et al. Unlocking seismic monitoring of stiff reservoirs with 4D OBN: A case study from Brazil pre-salt // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2020. P. 3759–3763. <https://doi.org/10.1190/segam2020-3426740.1>
6. Казанин А.Г., Базилевич С.О., Куома Д.Г. и др. Способы повышения точности подводного позиционирования донных сейсмических станций «Краб» // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 10(251). С. 19–22.
7. Казанин Г.С. Нечхаев С.А., Щедров В.А. и Зимовский А.В. Многокомпонентные морские сейсмические исследования на арктическом шельфе на базе технологии Geospace // Разведка и охрана недр. 2014. № 4. С. 40–44.

ОБОСНОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ЗАКАЧКИ CO₂ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Кононенко Л.П.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми
РФ, 400078, г. Волгоград, пр-т им. В.И. Ленина, д. 96
E-mail: Lev.Kononenko@lukoil.com

Ключевые слова: геологические объекты, нефтегазовые месторождения, межсоляная мульда, водоносный пласт, захоронение CO₂

Актуальность научно-технической работы (НТР) вызвана тем, что НК «ЛУКОЙЛ», являясь крупной компанией, приняла международный тренд по декарбонизации деятельности. В 2021 году была утверждена Программа стратегического развития предприятий Группы «ЛУКОЙЛ» на 2022–2031 годы с учетом возросших требований к климатической ответственности энергетических компаний. Программа предусматривает комплекс различных мероприятий, в том числе, и реализацию проектов по улавливанию и хранению диоксида углерода (CO₂). И как следствие этого, согласно решению, принятому на совещании по декарбонизации деятельности Компании под руководством В.Н. Воробьева в октябре 2021 года, по Волгоградскому региону необходимы проведение комплекса работ по обоснованию геологических объектов для организации в них подземных хранилищ газа, разработка комплекса мероприятий в области улавливания CO₂, поступающего с Волгоградского НПЗ, с возможностью его захоронения и последующего использования. Проведенные в НТР исследования будут способствовать реализации утвержденной программы на территории области.

В связи со сложностью исследования, для достижения цели, в НТР автору необходимо было решить следующие задачи:

- обоснование пластовых условий геологических объектов, планируемых для организации в их пределах ПХГ;
- анализ геологического строения потенциальных объектов;
- оценка емкости природных резервуаров потенциальных объектов;
- определение первоочередных объектов под организацию ПХГ.

Далее представлены полученные результаты по проведенному исследованию.

В настоящее время в мире существует три основных технологических подхода к декарбонизации деятельности предприятий. Это технологии CCU (улавливание и использование), CCS (улавливание и захоронение) и CCUS (улавливание, использование и хранение углерода).

Проведенный в работе анализ зарубежных проектов по закачке углекислого газа показал, что преимущественное развитие получили технологии CCUS, на долю которых приходится 69 % проектов. Это интегрированные проекты, которые разрабатывают и внедряют совместные проекты улавливания, транспортировки и закачки углекислого газа в пласт-коллектор [1].

Среди российских компаний проекты по декарбонизации реализуют «НОВАТЭК», «ТАТНЕФТЬ», «ГАЗПРОМНЕФТЬ», «РОСНЕФТЬ» и «ЛУКОЙЛ». Последняя является лидером в данном направлении, поскольку реализуемые проекты отличаются различной направленностью и комплексным подходом к решению вопроса.

Анализ нормативного и законодательного регулирования в области утилизации CO₂ показал, что в настоящее время эта сфера практически не развита. Поэтому, для целей данной НТР в результате рассмотрения различных зарубежных и российских нормативных документов, материалов, опубликованных в СМИ, были сформулированы основные требования к геологическим объектам под закачку. Это представляется важным, поскольку критерии отбора позволяют сконцентрировать усилия и внимание на значимых объектах, заведомо подходящих под организацию ПХГ. Выделяются следующие требования к геологическим объектам под закачку CO₂:

- коллекторские (принимающие) горизонты должны иметь над собой покрышки (флюидоупоры), сложенные непроницаемыми пластическими или твердыми породами;
- покрышка (флюидоупор) над выбранным объектом должна быть выдержанной по площади распространения и ее мощность должна составлять не менее 2–4 м при глубине залегания до 800 м и 4–6 м при глубине залегания более 800 м;
- для обеспечения длительного функционирования хранилищ в разрезе должны быть выявлены дополнительные (резервные) прослои, обладающие герметизирующей способностью;
- в пределах расчетного контура будущего хранилища CO₂ не должно быть тектонических нарушений, вызывающих снижение герметичности основной и резервной покрышек (флюидоупоров).

Также, в дополнение к вышеобозначенным требованиям, рассматриваемый район должен находиться вне зоны возможных сейсмических событий с силой землетрясения более 9 баллов.

К геологическим объектам для захоронения CO₂ предъявляются особые нормативные требования. Их несоблюдение может привести к реализации экологических и техногенных рисков. Все это может повлечь за собой значительные имиджевые потери для Компании. Поэтому были изучены экологические и техногенные риски, сопровождающие подобные проекты. Из анализируемых геологических объектов были исключены объекты, представляющие экологические и техногенные риски для окружающей среды и человека.

В результате комплексного подхода к обоснованию объектов, с учетом выше приведенных условий и ограничений, было выявлено 12 геологических объектов, которые по природоохранным и техногенным ограничениям и геологическим критериям подходят для целей организации подземных хранилищ газа (ПХГ) на территории Волгоградской области. Объекты локализованы в три группы:

- межсоляные мульды;
- объекты выработанных нефтегазовых месторождений;
- объекты в водоносных пластах.

Территориально локализованные объекты расположены в радиусе 200 км от НПЗ.

При рассмотрении и анализе геологических объектов, связанных с межсоляными мульдами, была обоснована целесообразность организации ПХГ в пределах Абгонеровской мульды, расположенной в южной части Волгоградской области.

Для детализации строения мульды и оценке ее емкостного потенциала по материалам сейсморазведки и бурения была построена 3D геологическая модель (рис. 1). Важным моментом при построении модели было то, что в процессе моделирования, при выявлении тектонических нарушений, впервые для данного объекта был применен инструмент искусственного интеллекта. Это позволило выявить особенности геологического строения мульды, которые не могли увидеть ранее (при традиционном подходе к интерпретации). Так, в частности, была уточнена модель

развития тектонических нарушений, влияющих на герметичность природных резервуаров в разрезе мульды.

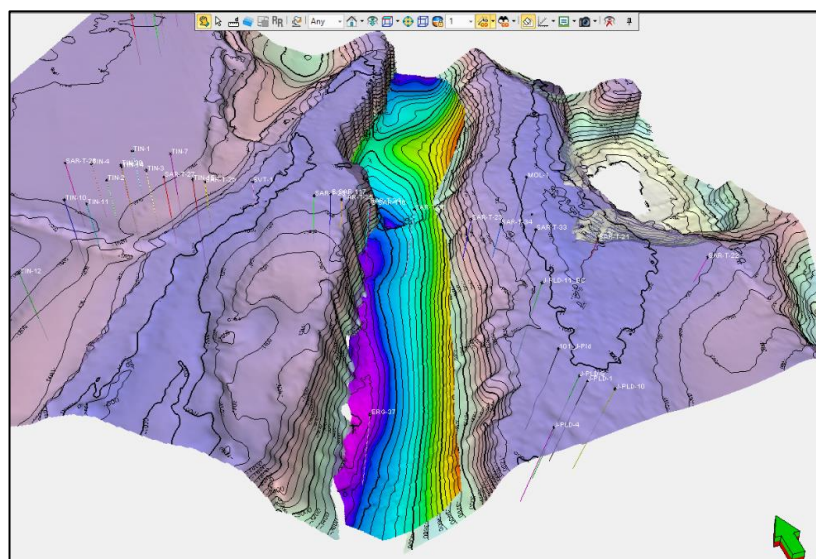


Рис. 1. Фрагмент 3D геологической модели Абганеровской мульды

В отложениях, слагающих мульду, резервуары выделяются в средне и верхнетриасовых отложениях. Эти объекты значительно отличаются по строению. Если триасовый объект (Т) – это литологическое тело, выклинивающееся к стенкам соляных куполов или экранированное разломами, то объект в меловых отложениях (К) – это классическая антиклинальная складка. Меловой объект является наименее рискованным для целей организации ПХГ.

Отличия в строении обуславливают и различия в целевом назначении объектов для закачки CO_2 . Объект в меловых отложениях можно использовать по технологии «CCU», объект в среднетриасовых отложениях только по технологии «CCS», без возможности его дальнейшего использования. Это вызвано тем, что прогнозируемые тектонические нарушения могут вызвать миграцию CO_2 в вышележащие отложения, что приведет к рассеиванию закачиваемого газа.

По группе «выработанные объекты» анализировались выработанные пласты газовых и нефтяных месторождений. Всего для целей возможной организации ПХГ на территории области было обосновано 9 объектов, расположенных в западной и центральной частях Волгоградской области. По объектам проведен детальный анализ истории разработки и с целью уточнения геологического строения построены 3D модели выработанных пластов.

Абрамовское месторождение открыто в 1955 году. Относительно волгоградского НПЗ месторождение удалено на 185 км. Промышленная газоносность установлена в отложениях нижнебашкирского горизонта. Введено в разработку в 1956 году. Залежь работала на режиме истощения, со снижением пластового давления и последующим обводнением скважин. К 1995 году запасы газа были отобраны.

С точки зрения организации ПХГ для CO_2 Абрамовская структура обладает значительным потенциалом:

- подтвержденные благоприятные фильтрационно-емкостные характеристики принимающего пласта-коллектора;
- наличие над пластом-коллектором флюидоупора, представленного глинистыми отложениями мощностью до 12–18 м;

– развитая вблизи структуры инфраструктура действующих месторождений Компании.

Следует отметить, что выработанные пласты газовых и нефтяных месторождений могут быть задействованы в технологическом процессе «CCU».

По группе «водоносные пласты» было выбрано 2 объекта Привольненской структуры, которые ранее были подготовлены под поисково-оценочное бурение с целью поиска газовых залежей. Однако по результатам бурения закартированные ловушки оказались водоносными.

Привольненская структура выявлена в 1974 году. В 1977 году был составлен проект поисков, которым прогнозировалась залежь газа в нижнепермских отложениях (P1ar). При испытании отложений в 1985 году в скважинах № 1 и № 2 в верхнеартинских отложениях получены притоки воды, объект признан водоносным. С целью оценки пригодности данного объекта под организацию ПХГ была построена его 3D геологическая модель.

С точки зрения организации ПХГ для CO₂ Привольненская структура обладает значительным потенциалом:

- подтвержденные благоприятные фильтрационно-емкостные характеристики принимающего пласта-коллектора;
- наличие над пластом-коллектором флюидоупора, представленного тонкодисперсными аргллитами мощностью более 100 м;
- территориальная близость к Волгоградскому НПЗ (53 км).

Водоносные пласты могут быть задействованы в процессе «закачал–храни» или в международной терминологии «технология CCS».

Таким образом, по результатам проведенных автором исследований было установлено, что в пределах Волгоградской области имеются объекты, потенциально пригодные для организации ПХГ для CO₂, поступающего с Волгоградского нефтеперерабатывающего завода. Этот факт будет способствовать реализации решения, принятого на совещании по декарбонизации деятельности Компании в регионе.

Автором было обосновано, что потенциальные объекты можно локализовать в три группы: межсоляные мульды, объекты выработанных нефтегазовых месторождений, объекты в водоносных пластах. Емкостной потенциал объектов, оцененный с применением вероятностного метода, приведен в табл. 1.

Таблица 1. Вероятностная оценка потенциальной емкости природных объектов

Геологический объект	Вероятностные сценарии оценки, тыс. м ³		
	P90	P50	P10
Объекты межсоляных мульд	235 923	546 436	1 342 044
Водоносные пласты	3 826	14 036	56 867
Выработанные продуктивные пласты	2 503	17 928	148 877

На основе анализа геолого-геофизической изученности потенциальных объектов всех трех групп, впервые для геологических условий Волгоградской области и с учетом особенностей строения потенциальных объектов, были разработаны оптимальные комплексные программы их доизучения, позволяющие снизить степень геологической неопределенности объектов, уточнить оценку емкости природных резервуаров.

Литература

1. Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа // Георесурсы. 2010. № 4(36). С. 55–62.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПРИ РЕШЕНИИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Кочетов М.В.^{1*}, Шепелев А.А.^{1,2}, Жилин Ф.Е.¹**

1 – АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция»,
РФ, 121609, г. Москва, ул. Осенняя, д. 11

2 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 119911, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

E-mail: *kochetov.mv@mage.ru, **alexsey.shepelev@mage.ru

Ключевые слова: гидромагнитная съемка, набортная гравиметрия, инженерно-геологические изыскания, палеоврезы

Введение

В статье рассмотрены возможности применения гидромагнитной съемки в комплексе с набортной гравиметрией при инженерно-геологических изысканиях на арктическом шельфе с целью выявления потенциально опасных зон для постановки плавучей буровой установки. В результате комплексной интерпретации гидромагнитных и гравиметрических данных выявлены площади распространения палеоврезов.

Разведка и разработка залежей углеводородов на арктическом шельфе реализуется на основе инженерных геологических изысканий. Цель изысканий – определить возможность размещения полупогружных и плавучих буровых установок в проектной точке. Задачи исследований заключаются в комплексном изучении особенностей строения верхней, преимущественно горизонтально-слоистой части разреза, определении геологических и геокриологических условий района работ, а также поиске потенциально опасных объектов и неблагоприятных явлений для строительства морской нефтегазовой инфраструктуры.

В полевые сезоны 2020 и 2022 гг. специалисты морской арктической геологоразведочной экспедиции «МАГЭ» на ИС «Аквамарин» и НИС «Геолог Дмитрий Наливкин» выполнили комплексные инженерно-геологические исследования в южной части шельфа Карского моря. В комплекс геофизических методов входили: дифференциальные гидромагнитные исследования, опытные набортные гравиметрические измерения и сейсмоакустические работы.

Площадь каждого участка инженерно-геологических изысканий – 25 км². Измерения проведены на 51 меридиональном и 26 широтных профилях. Расстояние между меридиональными профилями – 100 м, широтными – 200 м. Длина каждого профиля 5 км. На каждом объекте выполнено по 385 пог. км комплексных наблюдений.

Методика съемки и обработки данных

Измерения модуля полного вектора индукции магнитного поля (МП) T проводились магнитометрами SeaSPY2 с огибанием рельефа морского дна. На протяжении всех работ магнитометры удерживались в коридоре глубин 10–20 метров от донной поверхности. Точность пространственного позиционирования приборов составила $\pm 0,5$ м. Для учета вариаций МП использовались донные магнитовариационные станции *Sentinel*, установленные непосредственно в районе работ [1, 2].

Регистрация данных осуществлялась с частотой дискретизации 1 с. Обработка материалов проводилась в программном комплексе Geosoft Oasis montaj. Фильтрация наблюдаемых значений МП была минимальной – применялся фильтр Баттеруорта (Butterworth Filter) шириной 15 метров. Значения АМП и средняя квадратичная погрешность (СКП) съемок в точках пересечения меридиональных и широтных профилей вычислялись по классическим формулам [2, 3]. Девиационная составляющая компенсировалась уравниванием съемок.

Средняя квадратичная погрешность гидромагнитных съемок после уравнивания составила: $\pm 1,2$ нТл и $\pm 1,1$ нТл. Ячейка интерполяции цифровых моделей – 25 метров (рис. 1).

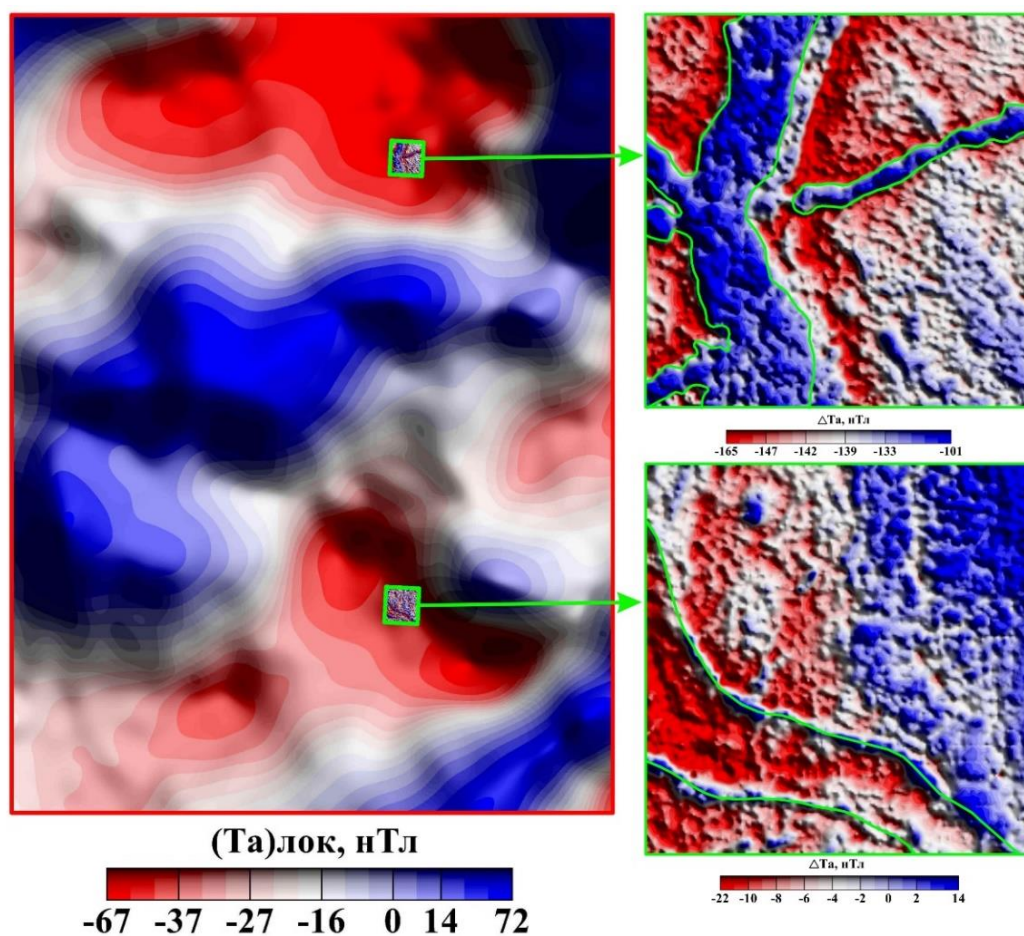


Рис. 1. Сопоставление актуализированных данных геофизической основы и участков инженерных изысканий в южной части шельфа Карского моря (зеленым контуром выделены границы палеоврезцов)

Улучшение сводной цифровой модели аномального магнитного поля возможно лишь за счет более детальных или достоверных площадных наблюдений. Сопоставление цифровой модели локальной составляющей аномального магнитного поля, построенной по сводным актуализированным данным геофизической основы, с аномальным магнитным полем инженерных гидромагнитных съемок, отображает разную степень детальности наблюдений (рис. 1) [4]. Аномальное магнитное поле инженерных съемок по регулярной сети наблюдений с повторением рельефа дна позволяет по-новому взглянуть на уже исследованные районы и изучить их геологические особенности.

Наблюдения ускорения силы тяжести проводились морским набортным гравиметром «Чекан-АМ» [5]. Гравиметр был включен при отходе судна из порта г. Мурманска и находился в рабочем режиме все время рейса.

Обработка данных гравиметра проводилась по стандартной методике программой Chekan_PP, которая включает в себя расчет поправки за совместное действие горизонтальных ускорений и остаточных наклонов гиролатформы гравиметра, поправки Этвеша, поправки за смещение нуля-пункта, вычисление приращений и аномалий поля силы тяжести. Полученные значения были загружены в базу данных Geosoft Oasis montaj. Далее по вычисленным значениям аномалий поля силы тяжести в свободном воздухе в точках пересечения рядовых и секущих профилей рассчитывалась СКП съемки. Чтобы не потерять низкоамплитудные аномалии по профилям, применялся низкочастотный фильтр Баттеруорта с шириной окна 150 метров.

Средняя квадратичная погрешность гравиметрических наблюдений после уравнивания составила $\pm 0,1$ мГал. По уравненным значениям поля рассчитывалась цифровая модель аномалий поля силы тяжести в редукции за свободный воздух в условном уровне (рис. 2). Ячейка интерполяции цифровых моделей – 25 метров.

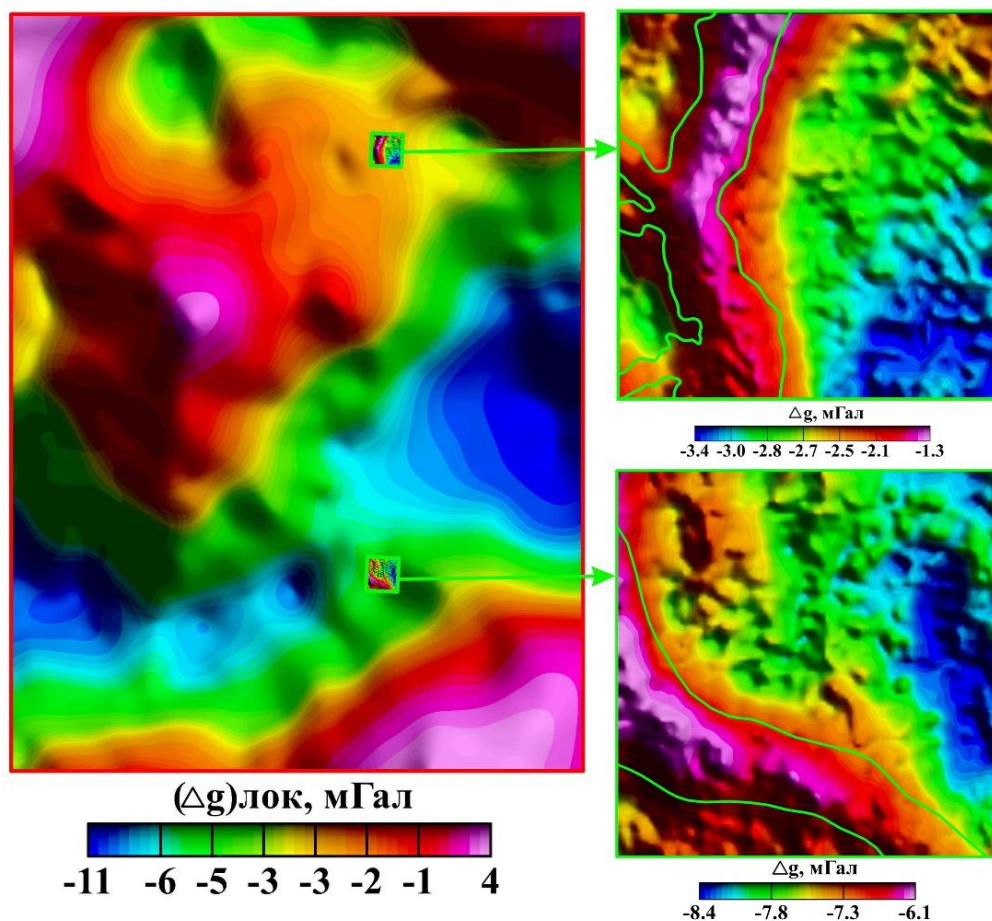


Рис. 2. Сопоставление актуализированных данных геофизической основы и участков инженерных изысканий в южной части шельфа Карского моря (зеленые контуры – границы палеоврезцов, выделенные по магнитометрическим данным)

Разница в детальности сопоставляемых карт очевидна, в границах инженерных площадей прорезаются особенности тонкой структуры аномального гравитационного и магнитного поля.

Выделяются все неоднородности строения осадочного чехла. Данное сопоставление наглядно демонстрирует необходимость проведения высокоточных гравиметрических и гидромагнитных исследований с соблюдением и учетом всех методических особенностей измерений, описанных автором и др. в работах [1, 2].

Результаты интерпретации и их обсуждение

Площади инженерных исследований расположены в пределах высокоградиентных зон аномального магнитного и гравитационного полей с основным меридиональным и субмеридиональным направлением изоаномал (рис. 1 и 2). Практически всю западную часть районов работ занимает положительная региональная аномалия, четко проявленная как в гравитационном, так и в магнитном поле. По сейсмоакустическим данным установлено, что аномалия имеет геологическую природу и приурочена к палеоврезу [3, 6].

Выводы

Эффективное решение геолого-геофизических задач при выполнении инженерно-геологических изысканий на арктическом шельфе базируется на комплексном подходе к интерпретации потенциальных методов геофизики и сейсморазведки. Приведенные в статье результаты измерений потенциальных полей показали высокую эффективность методов при локализации палеоврезов и трассировании их границ. Набортная гравиметрия и гидромагнитометрия хорошо подтверждают и дополняют друг друга. Высокоточная аппаратура позволяет изучать тонкую структуру геофизических полей, повышает требовательность к обработке и интерпретации наблюдений, тем самым ставит новые задачи перед геофизиками.

Литература

1. Журавлев В.А., Челышев С.В., Кочетов М.В. Опыт использования гравиметра Чекан и перспективы развития морской гравиметрии в ОАО МАГЭ // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 47-й сессии Международного научного семинара Д. Г. Успенского – В. Н. Страхова. Воронеж: Научная книга, 2020. С. 124–127.
2. Кочетов М.В., Журавлев В.А. Оптимизация методики дифференциальной гидромагнитной съемки // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. 2018. № 2. С. 127–131. <https://doi.org/10.17308/geology.2018.2/1552>
3. Кочетов М.В., Шепелев А.А., Челышев С.В. Возможности набортных гравиметрических и гидромагнитных исследований при решении инженерно-геологических задач на шельфе // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2023. № 3. С. 88–97. <https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-3-88-97>
4. Кочетов М.В. Гидромагнитные исследования при решении инженерно-геологических задач на арктическом шельфе // Двадцать четвертая уральская молодежная научная школа по геофизике: Сб. науч. материалов. Пермь: ГИ УрО РАН, 2023. С. 99–103.
5. Шепелев А.А., Жилин Ф.Е., Демонов А.П. Эффективность выполнения гидромагнитных градиентометрических исследований с использованием магнитовариационной станции при инженерно-геологических изысканиях на континентальном арктическом шельфе. Инженерные изыскания. 2021. Т. 15, № 3–4. С. 32–41. <https://doi.org/10.25296/1997-8650-2021-15-3-4-32-41>
6. Шкарубо С.И., Зархидзе Д.В., Красножен А.С., Руденко А.А. Геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Южно-Карская. Лист S-41, 42 (зал. Русанова, о-в Белый), 2022.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ СХОДИМОСТИ ДАННЫХ КЕРНА И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Кургукова Н.В., Шахманаева О.Н.*

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,
РФ, 625003, г. Тюмень, ул. Розы Люксембург, д. 12, корп. 7
E-mail: *shakhmanaeva1977@gmail.com

Ключевые слова: керн, ГИС, скрипт, автоматизация

Актуальность работы обусловлена необходимостью получения более точного расчленения литологического разреза и определения насыщения пород-коллекторов в процессе интерпретации данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС) открытого ствола в более короткие сроки.

С целью рационального использования рабочего времени предложена методика автоматизации процессов сходимости данных керна и ГИС, что позволяет более точно построить петрофизическую модель исследуемого объекта.

Методика включает в себя следующие этапы:

1. Сбор и анализ информации по исследуемому объекту.
2. Анализ результатов интерпретации кривых ГИС (далее – РИГИС), полученных классическим способом.
3. Определение условного граничного значения гамма-спектрометрии для деления кривой на коллектор/неколлектор.
4. Написание скриптов для разложения фотографий керна в ультрафиолетовом сечении (далее – УФ-свечение) на цветовые спектры.
5. Написание скриптов для автоматического создания «флаговой» кривой литологии по макроописанию керна.
6. Написание скрипта комплексирования результатов пунктов 2–5 и фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС), определенных на образцах керна для уточнения литологического расчленения разреза целевого интервала.

В процессе разработки методики выполнены следующие работы.

Для определения условного граничного значения гамма-спектрометрии керна (далее – ГС) ограничен перечень эталонных скважин, охарактеризованных максимальным спектром проведенных в них исследований. Сопоставлен коллектор по РИГИС с данными по ГС, сняты значения по ГС с коллекторов по РИГИС. Статистически частое значение среди минимальных принято за условное граничное.

При работе с фотографиями керна в УФ-свечении написан ряд скриптов, выполняющих их цифровую обработку. Опираясь на отличие цветопередачи по фото нефтенасыщенных коллекторов от других литологических разностей (глина, плотные породы, песчаник без насыщения), скрипт выполняет деление цветового спектра на RGB-каналы, каждый из которых содержит значения пикселей, меняющихся от 0 до 255. Цветовой канал – это полутоновое изображение, отражающее распределение яркостей соответствующего базового цвета [1].

Рассчитана кривая Nonlinear Trajectory Generation (далее – NTG), реагирующая на свечение, отдельно для каждого из каналов. По модификации кривой NTG индивидуально для каждой скважины выбран вариант, наилучшим образом характеризующий исследуемые объекты (хорошо разделяются песчанистые и глинистые прослои). Кривая NTG характеризует нефтенасыщенность исследуемого керна.

Макроскопическое описание кернового материала, поднимаемого из скважин, является одной из основных составляющих геологической информации об исследуемом разрезе [2]. С помощью программных средств написан скрипт, позволяющий разложить послыльное описание керна на литологические разности с учетом признаков углеводородов. Для каждой скважины строится «флаговая» кривая литологии.

Написан скрипт, комплексирующий полученные результаты с ФЕС. По итогу получены уточненные кривые литологии и насыщения, оценку качества которых выполняет непосредственно интерпретатор ГИС (рис. 1). Данная методика поэтапно внедряется на объектах ПАО «Сургутнефтегаз».

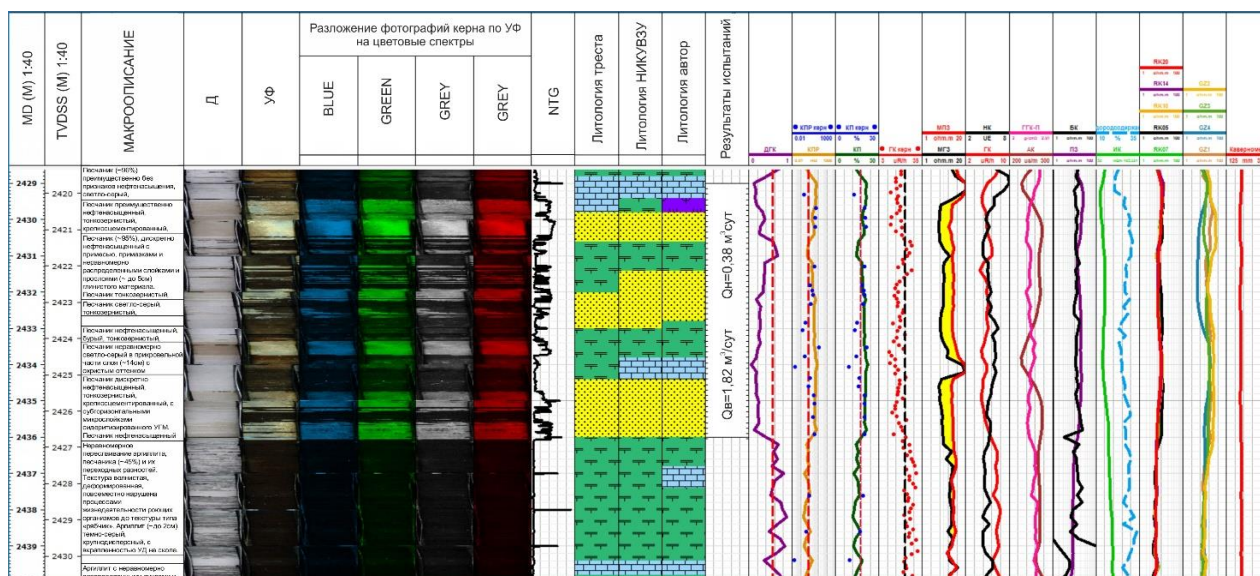


Рис. 1. Итоговый планшет по скважине

Методика проверена с помощью линейного дискриминантного анализа, который позволяет изучать различия между двумя и более группами объектов по нескольким переменным одновременно.

С помощью данного анализа (рис. 2) выполнен поиск линейной комбинации признаков, которые описывают и разделяют значения на группы литотипов.

Необходимо отметить, что пропущенные коллекторы в исследуемых пластах не лежат в облаке однозначных песчаников, выделяемых по классической интерпретации ГИС. Следовательно, их пропуск не связан с ошибкой или субъективным подходом к интерпретации данных. Такое положение может объясняться недостаточной чувствительностью геофизических методов в условиях сложного разреза, каким является изучаемый объект.

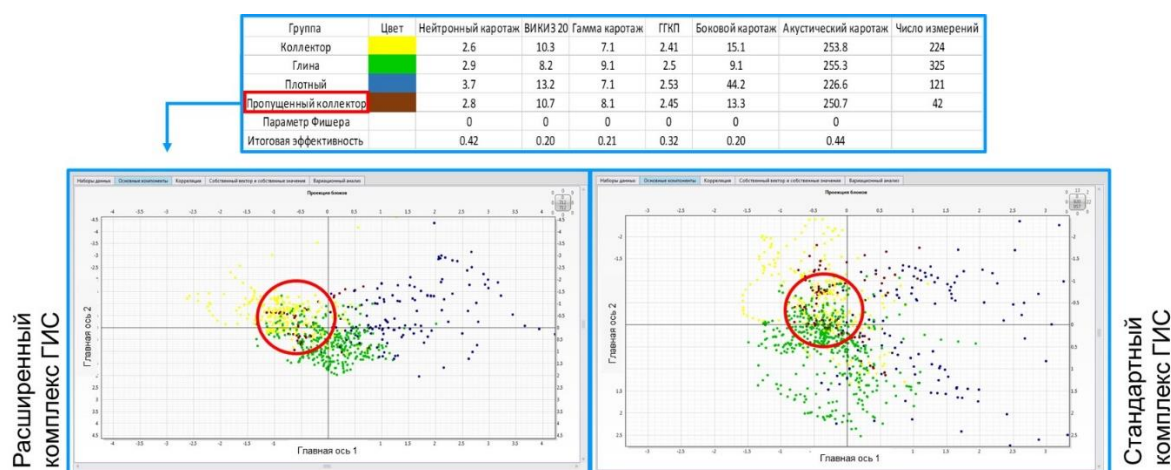


Рис. 2. Линейный дискриминантный анализ (ВИКИЗ – Высоочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование, ГГКП – Гамма-гамма-каротаж плотностной)

Дополнительно построены графики зависимостей средней добычи нефти и жидкости от эффективных нефтенасыщенных толщин по фонду скважин с отбором керна в целевом интервале за одинаковый промежуток времени работы скважин. Сравнение выполнено по двум вариантам РИГИС: оперативная интерпретация треста «Сургутнефтегеофизика» и результат интерпретации по авторской методике. Среднеквадратичное отклонение линейной зависимости авторской методики гораздо выше, что указывает на лучшую сходимость данных.

Заключение

Написаны скрипты с использованием значений ГС, макроописаний керна, фотографий керна в УФ-свечении, РИГИС и ФЭС, снятых на образцах керна для создания «флаговой» кривой литологии.

Процесс создания «флаговой» кривой происходит в автоматическом режиме, что существенно экономит время интерпретатора ГИС на обработку данных для выдачи окончательных РИГИС, и, как следствие, увеличивается объем выполненных работ. Интерпретатору ГИС остается только осуществить контроль выходных данных на качественном уровне.

Проведен линейный дискриминантный анализ с использованием полученной кривой, по результатам которого теория о наличие пропущенных коллекторов подтверждается. Внедрение скриптов возможно в любое программное обеспечение предметной области, поддерживающее используемый язык программирования.

В настоящее время авторская методика успешно применяется в работе специалистами по интерпретации данных ГИС при создании постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей.

Литература

1. Комолова Н.В., Яковлева Е.С. Adobe Photoshop CS6 для всех. СПб.: БХВ-Петербург, 2013. 608 с.
2. Недоливко Н.М. Исследования керна нефтегазовых скважин: Учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 170 с.

ГЕОЛОГИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПОСТАНОВКА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ ХАТАНГСКО-ЛЕНСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Лежнин Д.С.^{1*}, Афанасенков А.П.^{2}**

1 – АО «СНИИГГиМС», РФ, 630091, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, д. 67

2 – АО «Росгео», РФ, 117246, г. Москва, ул. Херсонская, д. 43, корп. 3

E-mail: *LezhninDS@rusgeology.ru, **APAfanasenkov@rusgeology.ru

Введение. Рассмотрено геологическое строение и перспективы неопротерозой-палеозойских осадочных комплексов северо-восточного обрамления Сибирской платформы. Уточнено строение перспективных нефтегазоносных комплексов (ПНГК): рифейского, верхневенд-нижнекембрийского, верхнекембрийского, ордовик-силурийского, девон-нижнекарбонового и пермского. В разрезе комплексов выявлены основные генетические и морфологические типы возможных ловушек. Определены нефтегазоматеринские толщи, оценен их реализованный генерационный потенциал. Составлена схематическая карта перспектив нефтегазоносности Хатангско-Ленского региона, определены первоочередные направления геологоразведочных работ (ГРР).

Схематическая карта перспектив нефтегазоносности территории исследования

Территория исследования охватывает части четырех нефтегазоносных областей (НГО) – Анабарской, Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской и Предверхоанской, а также одной перспективной (ПНГО) – Лаптевоморской (рис. 1).

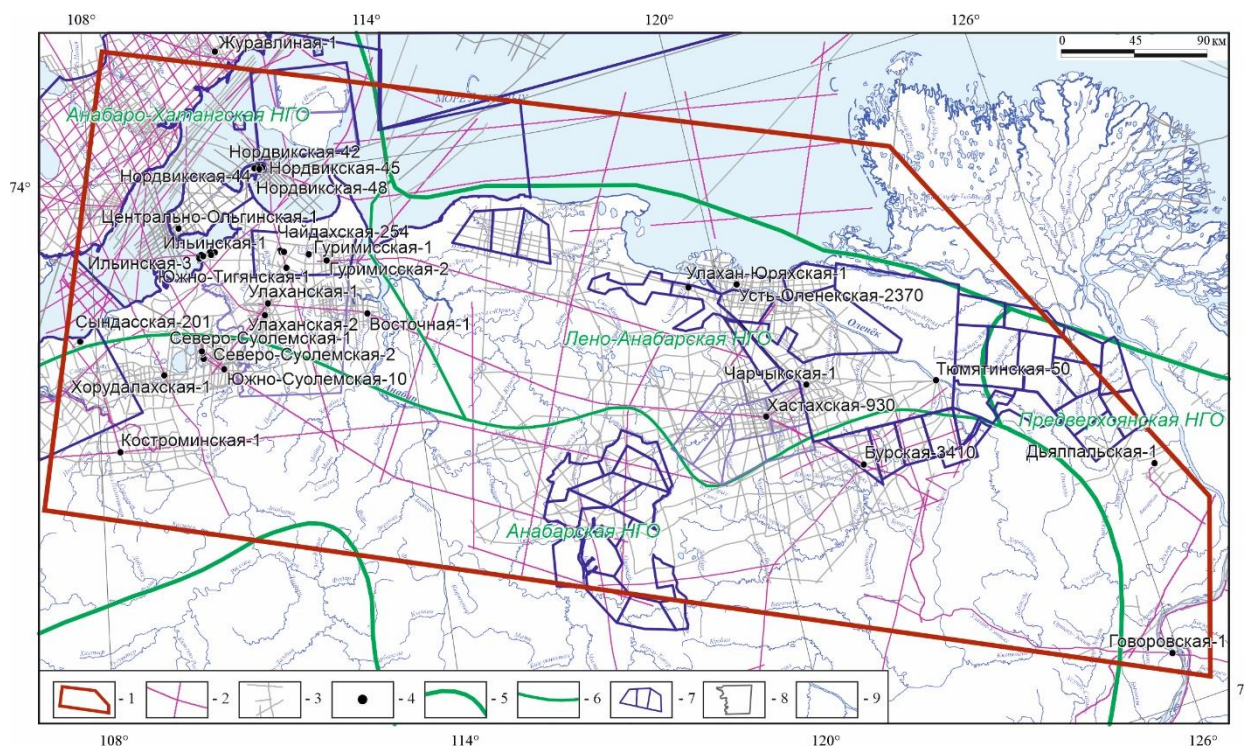


Рис. 1. Схема лицензирования (на 01.08.2023) и изученности территории сейсморазведочными работами и глубоким бурением

Условные обозначения к рис. 1: 1 – территория исследования; сейсморазведочные профили: 2 – после 2000 г., 3 – до 2000 г.; 4 – глубокие скважины; 5 – границы НПГ; 6 – границы НГО; 7 – лицензионные участки распределенного фонда недр; 8 – лицензионные участки нераспределенного фонда недр; 9 – речная сеть

Авторами составлена прогнозная карта нефтегазоносности неопротерозой-палеозойских комплексов территории Хатангско-Ленского междуречья (рис. 2).

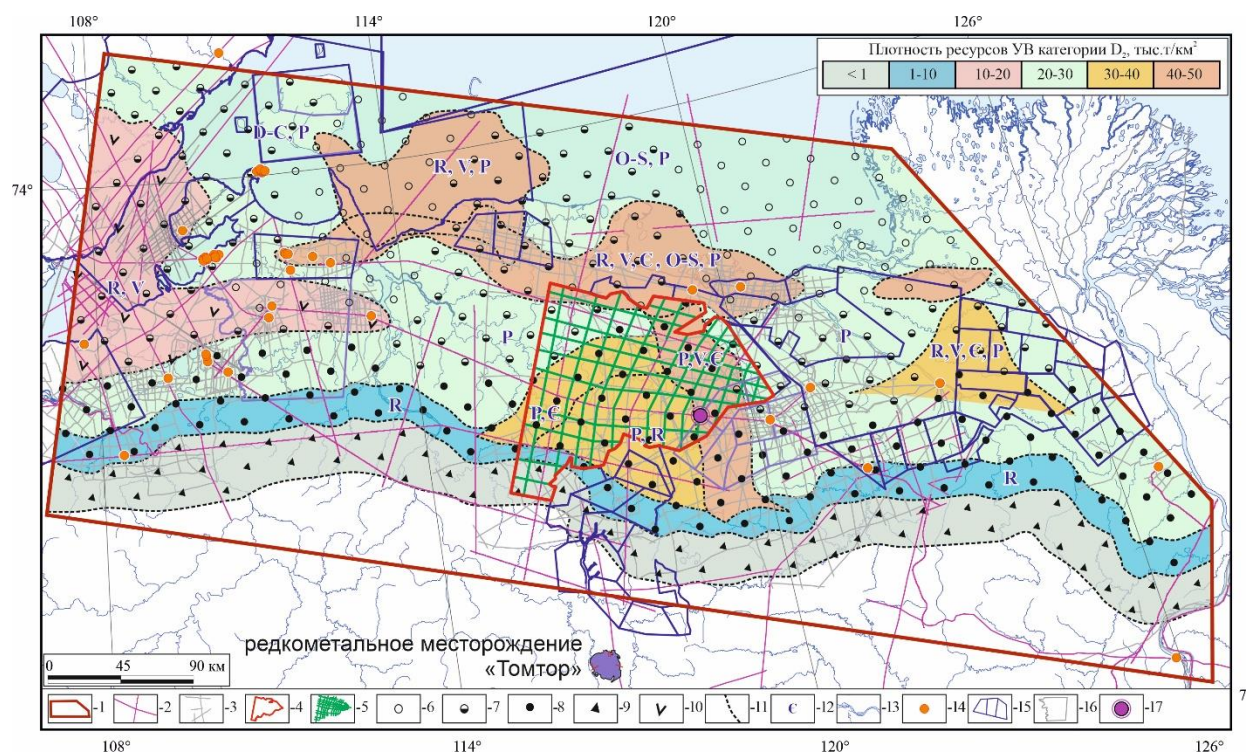


Рис. 2. Прогнозная схематическая карта перспектив нефтегазоносности рифей-палеозойских комплексов Хатангско-Ленского междуречья

Условные обозначения: 1 – территория исследования; сейсморазведочные работы: 2 – после 2000 г.; 3 – до 2000 г.; 4 – Хатыгыно-Уэленский объект ГРП; 5 – проектные сейсмические профили; зоны преимущественного распространения: 6 – газовых и газоконденсатных залежей; 7 – нефтегазовых и газонефтяных залежей; 8 – нефтяных залежей; 9 – тяжелых нефтей и битумов окислительного ряда; 10 – траппового магматизма; 11 – границы прогнозных зон нефтегазоаккумуляции; 12 – возраст отложений наиболее перспективных для поиска УВС; 13 – гидрография; 14 – глубокие скважины; 15 – УН распределенного фонда; 16 – УН нераспределенного фонда; 17 – проектная параметрическая скважина Буолкалахская-1

На карту вынесены прогнозные зоны нефтегазоаккумуляции по всем оцениваемым ПНГК. Приведены оценки суммарных ресурсов категории D₂. Показано районирование по фазовому составу нефтяных залежей. Выделены зоны преимущественного распространения: газовых и газоконденсатных залежей, нефтегазовых и газонефтяных, нефтяных, тяжелых нефтей и битумов окислительного ряда.

В структурном плане выделяются три основных объекта, представляющие наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности [1]:

1. В пограничной зоне между Анабаро-Хатангской седловиной и Лено-Анабарским прогибом по кровле рифейских, вендских и кембрийских отложений выявлена крупная

положительная структура – Лаптевоморский свод. Территориально она занимает прибрежную акваторию моря Лаптевых, частично охватывает юго-восточную часть о. Бегичева, север Анабарской губы и побережье к востоку от Анабарской губы. В ее пределах перспективы газо- и нефтеносности можно связывать с отложениями рифея, венда, кембрия и, возможно, девона.

2. Вдоль северного, прискладчатого борта Лено-Анабарского прогиба оконтурена протяженная и сравнительно узкая зона поднятий, выраженная по кровле пермских отложений триаса и юры. Зона протягивается в субширотном направлении от Оленёкской протоки до Хатангского залива. Здесь вероятны надвиговые дислокации, дизъюнктивные нарушения с большими вертикальными амплитудами, осложняющие строение пликативных структур. В качестве перспективных уровней прогнозируются пермские, ордовикские и кембрийские отложения. В районе Усть-Оленёкского вала будут преобладать газовые и газоконденсатные залежи. В западной и восточной частях зоны прогнозируется смешанное насыщение ловушек.

3. В области сочленения Анабарской антеклизы и Лено-Анабарского прогиба выявлена крупная перспективная зона, приуроченная к эрозионному контакту рифейских дезинтегрированных карбонатов с вышележащими терригенными породами перми. Со структурно-тектонических позиций строение рассматриваемой области аналогично строению Байкитской антеклизы, где к приподнятому рифейскому макроблоку приурочено гигантское Юрубчено-Тохомское месторождение [2]. Но здесь существовал более длительный перерыв в осадконакоплении. Северо-западнее и восточнее к приподнятому блоку рифейских толщ примыкают зоны подклинивания кембрийских и венд-кембрийских преимущественно карбонатных отложений.

Объекты и направления ГРП

Исходя из выполненных оценок, предлагается Хатыгыно-Уэленский объект постановки ГРП для уточнения модели геологического строения зоны сочленения Лено-Анабарской и Анабарской НГО на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных (рис. 2). Через территорию предлагаемого участка проходит редкая сеть региональных сейсмических профилей, отработанных АО «Росгеология» в период с 2014 по 2016 гг. и отвечающих всем современным требованиям качества. Объем проектных сейсмических профилей предварительно составит 1792 пог. км, что позволит достичь плотности кондиционных сейсмических данных порядка 0,147 км/км². Рекомендуется так же провести электроразведочные работы МТЗ и ЗСБ в объеме сейсморазведочных работ. Территория объекта охватывает наиболее перспективные участки нераспределенного фонда как с точки зрения геологического строения (выходы рифейских толщ под допермскую эрозионную поверхность, зоны выклинивания кембрийских и вендских отложений на приподнятые участки рифея), так и с предполагаемой плотности ресурсов УВ. Важным моментом является близость Хатыгыно-Уэленского объекта ГРП к Томторскому редкометальному месторождению, одному из крупнейших в мире. До 2024 года компания ООО «Восток Инжиниринг» планирует приступить к эксплуатации Томторского месторождения, и для разработки необходимо наличие УВ в логистической доступности (рис. 2).

На основании проведенных работ к заложению также рекомендуется параметрическая скважина – Буолкалахская-1 (рис. 2, 3). Проектная глубина скважины – 4000 м, проектный горизонт

– рифей. Место заложения будет уточнено по результатам проведения региональных ГРП на Хатыгыно-Уэленском участке.

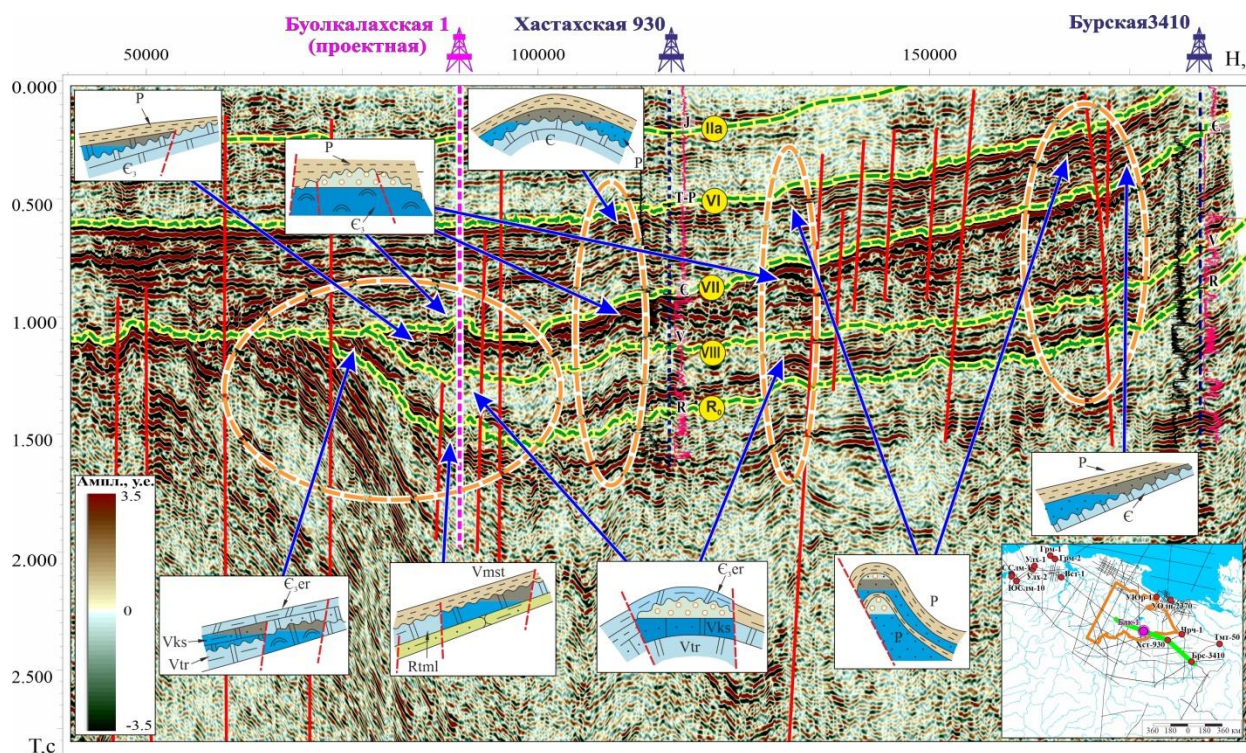


Рис. 3. Предварительное место заложения параметрической скважины Буолкалахская-1 и возможные типы ловушек в неопротерозой-палеозойском разрезе Хатангско-Ленского региона

Цель бурения скважины – уточнение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений. Предполагается уточнить глубины и строение неопротерозой-палеозойских стратиграфических подразделений, оценить ФЕС пород. Дополнительно параметрическая скважина будет решать и поисковые задачи.

Рекомендуется опробование ряда объектов – это возможные литологические ловушки пермского комплекса, залежи в дезинтегрированных карбонатных разностях лапарской свиты кембрия и кессюсинской свиты венда, а также кавернозные и трещиноватые карбонатные пачки тукуланской, куладинской и таймыльерской свит верхнего рифея.

Литература

1. Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 7–28. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-4-7-28>
2. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, №. 8. С. 1253–1274.

КОНЦЕПЦИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Маракова И.А.

Ухтинский государственный технический университет,
 РФ, 169300, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13
 E-mail: imarakova@ugtu.net

Моделирование геодинамических и палеотектонических процессов, влияющих на нефтегазоносность, представляющих собой контрастность тектонических движений при различных геодинамических режимах и проявление унаследованности в осадочном чехле от форм кристаллического фундамента показывает условия формирования нефтегазоносных комплексов и ловушек, степень и характер перестройки структурных планов в определенные периоды геологического развития, контролирующими границы изучаемых комплексов.

Методологический подход к прогнозированию нефтегазового и генерационного потенциала территории показан на рис. 1.

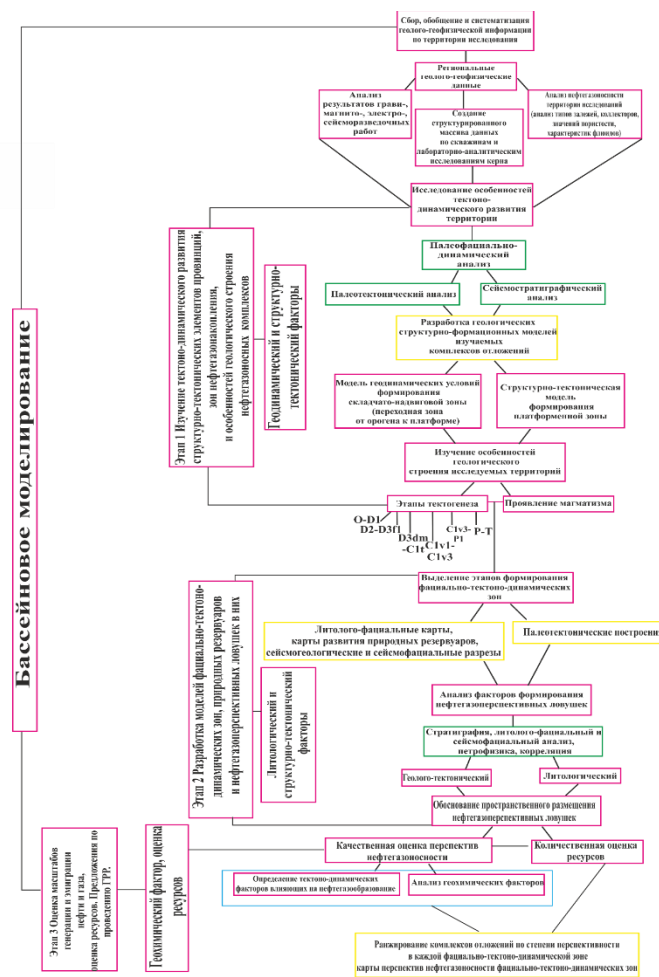


Рис. 1. Алгоритм методологии прогнозирования и поиска нефтегазоперспективных ловушек (составлен Мараковой И.А.)

Совокупный анализ геолого-геофизических данных, сведений бурения скважин позволил выделить основные факторы, влиявшие на масштабы нефтегазоносности: геодинамический, литолого-фациальный и геохимический.

Прогноз нефтегазоносности изучаемой территории основан на понимании тектонических процессов, происходивших в земной коре в разные периоды ее формирования [1–3]. Изучение орогенеза, включая влияние интрузивного магматизма на метаморфизацию пород осадочного чехла и структурообразование, является важнейшим условием для установления геодинамической модели нефтегазообразования [4]. Как правило, в случае влияния структурных образований фундамента и их влияния на морфологию осадочного чехла, с эрозионными выступами фундамента связаны ловушки, контролируемые структурами облекания, ловушки структурно-литологического и структурно-стратиграфического типов, имеющих кольцеобразную форму. С выступами – блоками связаны поднятия тектонического, седиментационно-тектонического и других типов в осадочном чехле.

Важным фактором, определяющим появление генерационных процессов во времени и современные условия существования залежей, является изменение современных и палеотермобарических условий. Установленные закономерности изменения температур и давлений в осадочном чехле ТПП показывают, что в большинстве случаев зоны нефтегазонакопления связаны с зонами пониженных значений термобарических показателей, а распространение газовых и газоконденсатных залежей чаще всего определяется областью развития высоких температур и давлений по всему разрезу или отмечается в относительно низкотемпературных зонах, расположенных над зонами развития повышенных термобарических показателей в низах осадочного чехла.

Таким образом, в пределах исследуемой территории, на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных были выявлены и подтверждены общие закономерности влияния факторов, влияющих на формирование структур осадочного чехла: структурно-тектонический, литолого-фациальный и геохимический.

По результатам исследований была построена схема прогноза нефтегазоносности.

Литература

1. Юдин В.В. Происхождение Предуральского краевого прогиба // Тектоника северо-востока Европейской платформы: Сб. ст. / Отв. ред. В. Г. Гецен, Н. А. Малышев. Сыктывкар, 1988. С. 90–97. (Труды Института геологии Коми НЦ УрО АН СССР. Вып. 68).
2. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геолого-разведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 4(19). С. 4. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4>
3. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. Т. 2. Атлас карт. Ухта, 2003. 298 с.
4. Грунис Е.Б., Давыденко Б.И., Сотникова А.Г. и др. Роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении традиционных и нетрадиционных источников углеводородов // Рассохинские чтения: Материалы международной конференции. Ухта: УГТУ, 2020. Ч. 2. С. 75–78.

ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН ПЛАСТА А1 МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОГО СКЛОНА СВОДА Т НА ОСНОВЕ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА

Матрехина Ю.С.*, Торбокова Л.В., Райхерт Т.В.

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,

РФ, 625003, г. Тюмень, ул. Розы Люксембург, д. 12, корп. 7

*E-mail: *Matrehina_US@surgutneftgas.ru*

Ключевые слова: юрские отложения, тюменская свита, геологическое строение, фациальный анализ, фильтрационно-емкостные свойства

Применение постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей позволяет решать задачи повышения эффективности разработки месторождений. Качество и достоверность геологической основы напрямую зависит от использования литолого-фациальной составляющей с интеграцией седиментологических факторов, что позволяет оценить уровень изученности объекта и является основой для планирования геологоразведочных работ на всех стадиях, включая доразведку [1].

Целью данной работы является выявление перспективных зон пласта А1 месторождений восточного склона свода Т на основе реконструкции фациальной обстановки седиментации.

Основные перспективы пополнения нефтяных ресурсов юрских отложений Сургутского свода связаны с верхней частью тюменской свиты – пластами А1 и А2. Несмотря на большой объем накопленных исследований пород пластов, степень их изученности все еще недостаточная в связи со сложностью геологического строения, невыдержанностью отложений и отсутствием четких прогнозных критериев выделения зон промышленной продуктивности на фоне противоречивых результатов испытаний и технологических проблем вскрытия и освоения. Выделение и районирование зон распространения предполагаемых резервуаров с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами сопряжено с трудностями, обусловленными особенностями формирования отложений в континентальных и прибрежно-морских обстановках осадконакопления.

В ходе исследования изучены состав и структура разноранговых осадочных систем, определены механизм и обстановки их формирования с последующим анализом постседиментационных изменений пород, что позволило с разной степенью детальности спрогнозировать распределение в пространстве осадочных тел с различными фильтрационно-емкостными свойствами. При восстановлении обстановок осадконакопления учитывался широкий спектр признаков: минеральный состав пород, текстурно-структурные особенности, характер границ между литологическими единицами, минеральные новообразования, фаунистические и флористические остатки.

В работе приведена литолого-фациальная характеристика отложений изучаемого пласта, определены закономерности распространения выделенных фациальных и

литологических типов пород по разрезу и по площади, установлены перспективные зоны развития лучших коллекторов изучаемого пласта.

Литература

1. *Барбошкин Ю.Е.* Практическая седиментология (терригенные коллектора). Томск: Томский политехнический университет, 2005. 154 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ СКОРОСТНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ В ПЕРЕКРЫВАЮЩЕЙ ТОЛЩЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ В ЦЕЛЕВОМ ИНТЕРВАЛЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Милентьева Е.А.*, Верещакин Р.О., Ломакина А.С., Орешкин А.А., Оболенская А.А.
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский б-р, д. 3, стр. 1
*E-mail: *kate0808mm@yandex.ru*

Ключевые слова: структурные неопределенности, останец, унаследованное влияние, псевдоскважина

Доклад посвящен задаче выявления и анализа факторов, влияющих на оценку неопределенности структурных построений на основе сейсморазведочных данных МОГТ-2D в условиях отсутствия скважинной информации на примере одной из площадей Каспийского моря [1].

Актуальность работы обусловлена принципиальной важностью оценки неопределенностей структурного плана для той или иной площади работ, первостепенностью уточнения этих неопределенностей для дальнейшего планирования методики проведения сейсморазведочных работ 3D и бурения, для безошибочного подсчета запасов на изучаемой территории.

Особенностью проекта является очень сложное сейсмогеологическое строение верхней части разреза, наличие высоко- и низкоскоростных локальных аномалий, способных оказать унаследованное влияние на структурный план по целевым отражающим горизонтам.

Существующая сложная сейсмогеологическая обстановка, возникающая из-за отсутствия априорной информации и подозрения о влиянии останца на нижележащие отражающие горизонты, а также стремление привлечь новые технологии сейсмического анализа являются причинами многократной переобработки исходных данных. В связи с этим изучению строения геологического разреза и прогнозу перспектив нефтегазоносности по площади посвящена серия сейсмических исследований в 2020 и 2023 гг. по обработке и интерпретации данных МОГТ-2D. В рамках переобработки 2023 г. было выполнено построение временных и глубинных мигрированных изображений, причем в рамках работ 2023 г. качество сейсмического изображения было существенно улучшено, а строение верхней части разреза было детализировано за счет усовершенствования графа обработки процедурами подавления кратных волн различных типов и построения модели ВЧР при помощи технологии FWI и сейсмической томографии. Высокое качество промежуточных и окончательных результатов обработки 2023 г. обусловлено также выполнением интерпретационного сопровождения обработки.

В процессе выполнения работ по переобработке и переинтерпретации обнаружилось, что одна из перспективных структур, выделяемая по результатам предшествующих работ в 2020 г., имеет тенденцию к уменьшению площади и высоты по результатам работ 2023 г., а другая структура, в 2020 г. рассматриваемая в качестве второстепенной, предположительно увеличивается по амплитуде и площади по результатам выполненных работ в 2023 г. По этой причине оценка неопределенности структурных построений для обеих перспективных структур крайне важна и должна быть учтена при количественной оценке ресурсной базы.

В литературе описаны различные подходы к оценке неопределенностей структурной интерпретации, например, метод нелинейной наклонной томографии [2] и вероятностная оценка [3]. В научной статье [4] приведен анализ и ранжирование по величине факторов, влияющих на структурную неопределенность. В публикации [5] подробно рассмотрена схема оценки структурной неопределенности, описывающая детерминистические и стохастические методы.

Точность определения какого-либо фактора можно вычислять аналитически, например, используя распределение Стьюдента [6]. Измеряемой физической величиной в нашем случае была выбрана площадь ошибки структурных построений при влиянии одного из возможных факторов f , определяющих вероятность возникновения структурной неопределенности, полученная по n вариациям (полигонам). Выборочное среднее имеет распределение Стьюдента с количеством степеней свободы $n-1$.

Доверительный интервал площади ошибки структурных построений для фактора f был рассчитан по следующей формуле:

$$\Delta \bar{S}^{[f]} = t_{p,f} \sqrt{\frac{1}{n} \frac{\sum_i w_i (S_i^{[f]} - \bar{S}^{[f]})^2}{\sum_i w_i}},$$

где $\Delta \bar{S}^{[f]}$ – доверительный интервал для ошибки структурных построений при влиянии фактора f , n – количество измерений (полигонов, оконтуривающих структуру), $S_i^{[f]}$ – средняя ошибка структурных построений при влиянии f фактора в i -й вариации (полигоне), \bar{S}^k – средняя площадь ошибки при влиянии фактора f по всем вариациям (полигонам), $t_{p,f}$ – коэффициент Стьюдента, $f = n - 1$ – количество степеней свободы в распределении Стьюдента, P – доверительный интервал, w_i – вклад i -й вариации данного фактора в неоднозначность структурных построений.

Для наглядности ниже представлена таблица, содержащая перечень факторов и их вклад (в %) в возникновение структурных неопределенностей (табл. 1), полученные в ходе оценки неоднозначности структурных построений по распределению Стьюдента.

Таблица 1. Факторы, влияющие на возникновение структурных неопределенностей

Фактор	Доверительный интервал для ошибки оценки неопределенности, ΔS , км ²	Вклад в неоднозначность структурных построений, %
Локальные скоростные аномалии, латеральная изменчивость скоростей в слоях	40	≈ 25–32 %
Редкая сеть 2D	18	≈ 10–20 %
Метод интерполяции при картопостроении, радиус сглаживания	10	менее 10 %
Корреляция отражающих горизонтов для построения структурных карт, выбор фазы	15	менее 10–15 %
Влияние краевого эффекта	5	менее 7 %

Можно сделать вывод о том, что своевременное выявление ложных структур помогает уточнить необходимость проведения сейсморазведочных работ 3D на интересующем объекте и минимизировать риски и затраты на бурение скважин. Поэтому точная оценка структурных неопределенностей особенно важна с экономической точки зрения при проведении геологоразведочных работ.

Литература

1. *Глумов И.Ф., Маловичкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В.* Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 342 с.
2. *Задорина Е.А., Федотова С.Л., Григоренко И.В.* Оценка неопределенностей как один из результатов геостатистической инверсии // Территория Нефтегаз. 2014. № 12. С. 68–72.
3. *Гржибовский А.М.* Типы данных, проверка распределения и описательная статистика // Экология человека. 2008. № 1. С. 52–60.
4. *Орлов А.И.* Математика случая. Вероятность и статистика – основные факты: Учеб. пособие. М.: МЗ-Пресс, 2004.
4. *Куркин А.А.* Оценка пространственного распределения погрешности структурных построений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. № 1(115). С. 15–20.
6. *Шаталов К.В., Кириллова А.В.* Применение критерия Стьюдента для оценки результатов межлабораторных сравнительных испытаний // Стандартные образцы. 2016. № 1. С. 42–49.

ВЫДЕЛЕНИЕ ФАЦИАЛЬНО-ТЕКТОНО-ДИНАМИЧЕСКИХ ЗОН КАК ОСНОВА ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ПРИМЕРЕ ВАРАНДЕЙ-АДЪЗВИНСКОЙ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Нуртазаева М.А.* , Маракова И.А.**

Ухтинский государственный технический университет,
РФ, 169300, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13

*E-mail: *nurtazaeva.madina@mail.ru, **imarakova@ugtu.net*

Ключевые слова: нефтегазоносность, тектонические зоны, фациальные зоны, динамические зоны

Актуальность работы обусловлена исчерпанием фонда поисковых объектов во многих традиционных районах нефтегазодобычи. В связи с этим важную роль для восполнения ресурсной базы Республики Коми приобретают слабо изученные складчато-надвиговые и структурно-тектонические зоны. На основе современных представлений нового высокоперспективного, но слабоизученного направления поисков крупных скоплений углеводородов в работе приведены аспекты методологии прогнозирования нефтегазоперспективных ловушек и залежей углеводородов [1–7].

Новизна работы: созданы пространственно-временные структурно-тектонические модели, выполнены палеорекострукции, корреляционные схемы, литолого-фациальные карты, сейсмофациальный анализ, составлена общая схема формирования и размещения ловушек в различных фациально-динамических зонах. Построена модель прогрева недр исследуемого района.

Задачи:

1) исследование условий формирования нефтегазоперспективных ловушек в терригенных отложениях пермского возраста:

- выявление особенностей тектоно-динамического развития территории,
- выделение этапов и динамических зон осадконакопления,
- определение подэтапов формирования нефтегазоперспективных ловушек;

2) выявление закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек в терригенных отложениях;

3) оценка перспектив нефтегазоносности исследуемой территории на основе моделей прогрева зон концентрации ловушек.

По мере развития терригенного осадконакопления по площади исследуемых территорий на протяжении пермского времени формируется новый седиментационный бассейн с прибрежно-морскими, дельтовыми и аллювиальными обстановками осадконакопления. На зональном уровне рассматриваются седиментационный и постседиментационный этапы, на которых прослеживается закономерность площадного распространения отложений от прибрежно-морских до русловых и дельтовых образований.

В ходе работы с фактическим материалом и результатами палеофациального и сейсмостратиграфического анализа в континентальной и шельфовой частях ВАСТЗ выделены

фациально-динамические зоны, образованные в артинско-кунгурский и уфимско-татарский этапы осадконакопления (представлены на рис. 1.)



Рис. 1. Карта размещения ловушек в отложениях P_{1ar-3} в выделенных фациально-динамических зонах

В Казанско-Татарский седиментационный этап накопление осадков происходило в обстановках дельтового побережья. Прогнозируются пластовые, сводовые, литологически-экранированные залежи нефти. Проведен анализ кернового материала, анализ данных ГИС, создана единая литолого-фациальная модель изучаемых отложений.

Рассматриваемая территория относится к Варандей-Адзвинскому очагу генерации. Проведен анализ условий генерации углеводородов и дан прогноз нефтегазоносности исследуемых территорий применяя рифтогенную модель нефтегазообразования согласно представлениям В.П. Гаврилова.

Расчетным путем определена температура прогрева пород (максимальное произведение величины погружения отложений на палеотермоградиент) и величина теплового потока. Палеотермоградиент для Кортаихинской впадины по данным ВНИГРИ – 4 °C/100 м. Для всей Тимано-Печорской провинции по Т.К. Баженовой – 5 °C/100 м. Катагенетическая стадийность нефтегазообразования принята по данным С.А. Данилевского (ИГ Коми НЦ УрО РАН).

Осадки доманиково-турнейского комплекса характеризуются гумусово-сапропелевым типом ОВ. При глубине погружения 3,5–3,7 км нефтегазоматеринские породы достигают на уровне катагенеза МК₁, МК₃ на севере вала Сорокина условий ГЗН (главных зон нефтеобразования).

Тепловой поток равен 20,86 мВт/м²

Результаты приведены на рис. 2.

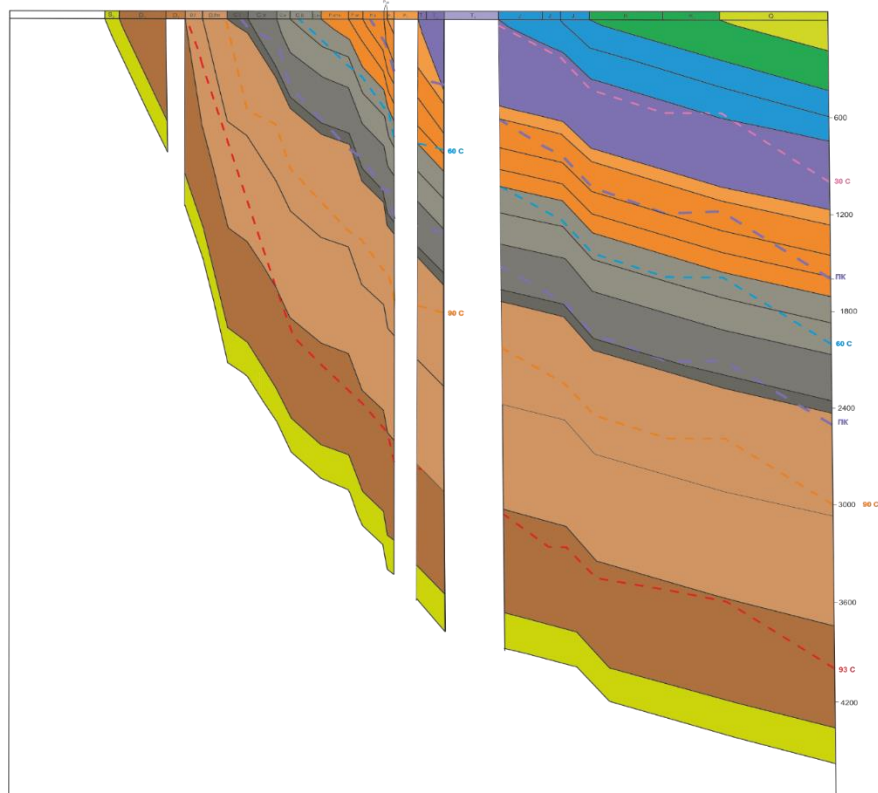


Рис. 3. Модель прогрева северной части вала Сорокина (Маракова И.А.)

Выводы

1. Разработана методика изучения перспективных нефтегазоносных объектов в терригенных отложениях, которая имеет важное прикладное значение в повышении эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ Тимано-Печорской Провинции, включая ее континентальную и шельфовую части.

2. Выделены седиментационный (начальный) и постседиментационный (конечный) этапы формирования ловушек различного типа, что в конечном итоге позволило создать общую зональную схему формирования ловушек различного генезиса.

3. Во второй и третьей зонах (II, III) в результате интенсивного привноса терригенного материала с Урала, реками образовывались песчаные пласты в кунгурское и уфимское время, преобразованные в структурно-литологические и сводовые ловушки в результате формирования вала Сорокина. В пятой зоне (Va) в казанско-татарское время развивалась дельтовая система.

4. Впервые применен метод прогноза нефтегазоносности пермских терригенных отложений в зависимости от степени прогрева в очаге генерации.

Литература

1. Грунис Е.Б., Кулешов В.Е., Маракова И.А., Ростовицков В.Б. Геолого-тектонические и геохимические факторы формирования залежей тяжелых нефтей в Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 50–56.

2. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовицков В.Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек

в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. 2017. № 1. С. 13–25.

3. Данилевский С.А., Складова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. Т. 2. Атлас карт. Ухта, 2003. 298 с

4. Маракова И.А. Условия формирования и закономерности размещения ловушек различного типа в терригенных отложениях пермского возраста в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента: Материалы 25-й научной конференции. Сыктывкар: Геопринт, 2016. С. 118–121.

5. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Основные закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в терригенных отложениях перми-триаса на северо-востоке Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий РК и Ненецкого автономного округа: Материалы научно-практического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. С. 47–48.

6. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Палеотектонические условия формирования залежей углеводородов в терригенных отложениях северо-востока Тимано-Печорской провинции / // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2015: Сб. науч. тр. (по материалам Международной научно-практической конференции). М.: Изд-во Московского университета, 2015. С. 276–278.

7. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Условия и этапы формирования ловушек в пермских терригенных отложениях в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. 2017. № 1(7). С. 108–122. <http://resteo.ru/n/RES7.pdf> (Дата обращения 18.09.2023).

ОБ АКТУАЛЬНЫХ ВОПРОСАХ ГЛУБИННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Осипов А.В.

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
РФ, 117485, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: osipovav@mgru.ru

Ключевые слова: большие глубины, глубокозалегающие отложения, залежи нефти и газа, нефтегазоносность, нефтегазоносные провинции

Говоря о восполнении ресурсной базы углеводородного сырья Российской Федерации, следует отметить, что в течение последних лет наблюдается довольно неутешительная картина: значительное превышение объемов добычи углеводородного сырья при общей тенденции их роста над количеством приращенных запасов за счет новых открытий (рис. 1).

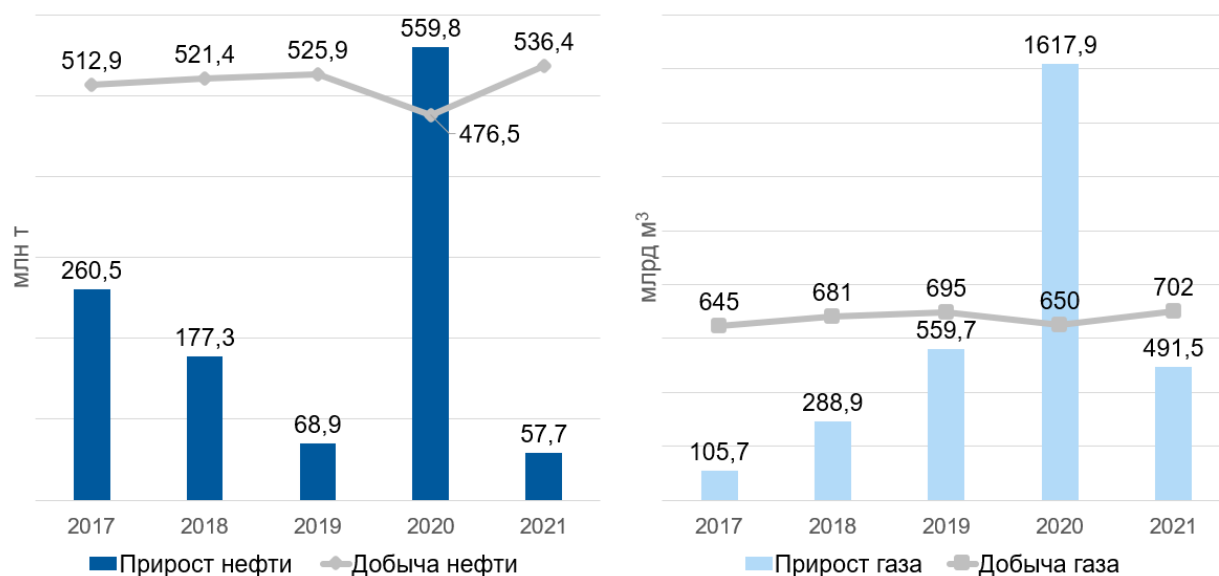


Рис. 1. Динамика воспроизводства ресурсной базы углеводородного сырья за счет новых открытий (по материалам [1, 2])

Традиционно одним из основных направлений воспроизводства ресурсной базы нефти и газа, помимо освоения слабоизученных территорий, а также трудноизвлекаемых запасов, выявления пропущенных залежей в пределах разрабатываемых месторождений, рассматриваются поиски залежей в глубоких горизонтах (свыше 4,5 км).

Несмотря на существенные, но явно недостаточные, объемы геологоразведочных работ на большие глубины (сначала в СССР, а затем – в РФ) [3] в пределах российских нефтегазоносных провинций открыто всего лишь порядка 150 залежей нефти и газа на глубинах свыше 4,5 км (рис. 2) [4]. Наличие неудачных результатов геологоразведочных работ, породило сомнения

в перспективах открытия крупных месторождений нефти и газа на больших глубинах и послужило основой ряда спорных выводов, в числе которых:

- полная реализация углеводородного потенциала материнских толщ на больших глубинах;
- преимущественная (исключительная) газоносность глубоких недр;
- невозможность консервации залежей углеводородов на больших глубинах и, как следствие, разрушение их под воздействием жестких термобарических условий;
- и другие.

Вместе с тем, новые исследования и успехи, в первую очередь в зарубежных нефтегазоносных бассейнах, в обнаружении целого ряда крупных и уникальных месторождений как нефти, так и газа на больших глубинах доказывают обратное [5, 6].

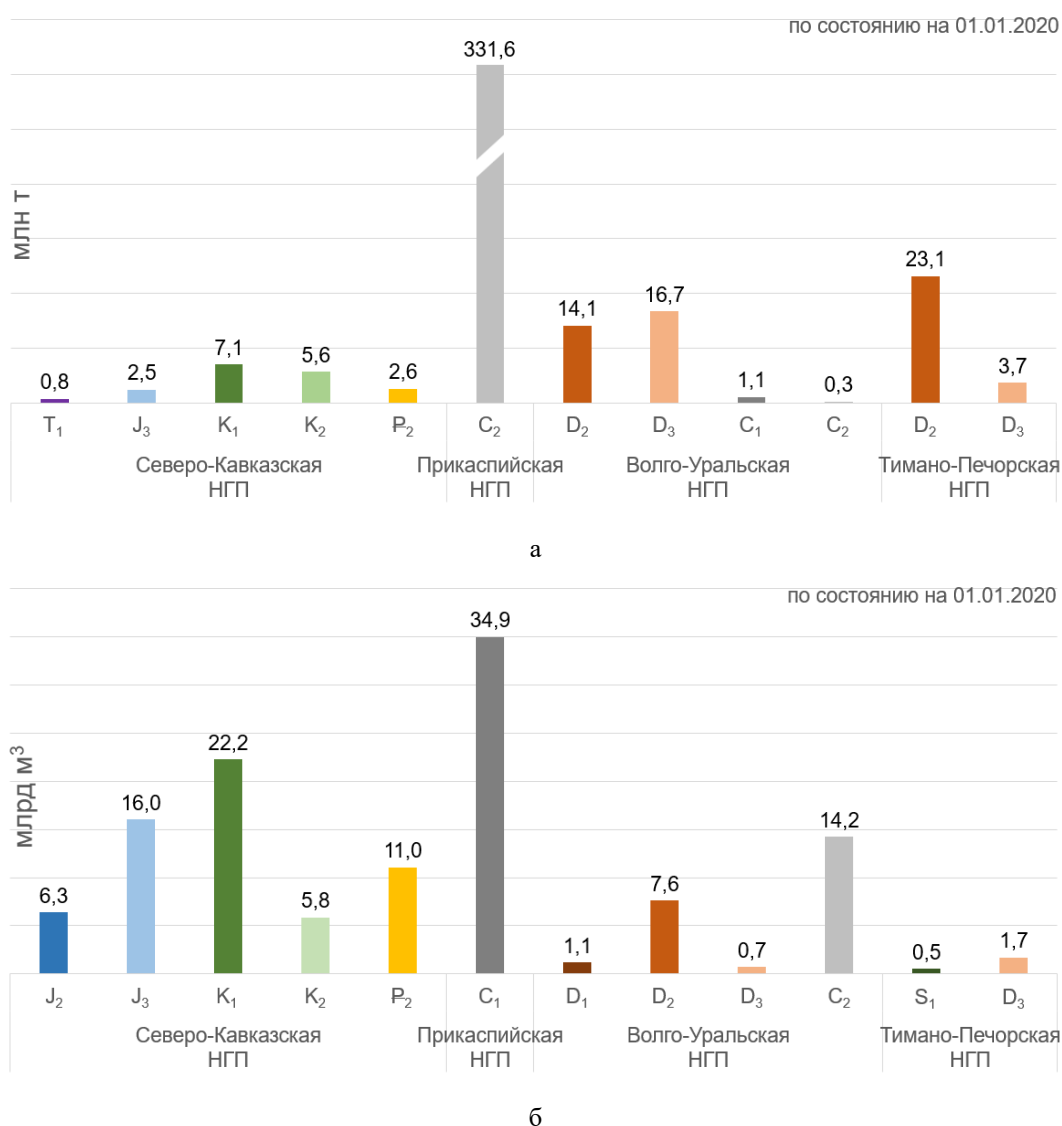


Рис. 2. Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти (а) и газа (б) глубокозалегающих залежей по нефтегазоносным провинциям и возрасту продуктивного пласта [4]

5. *Хафизов С.Ф., Осипов А.В., Данцова К.И.* и др. Факторы, обуславливающие формирование и сохранность скоплений жидких углеводородов на глубинах свыше 5 км (по результатам анализа зарубежного опыта изучения глубокозалегающих горизонтов) // Геомодель 2020: Материалы 22-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, Россия, 7–11 сентября 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050058>

6. *Прищепина О.М., Сюй Ж., Крыкова Т.Н., Сеница Н.В.* Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов России (по результатам сравнения с изученными районами Внутреннего Китая) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2023. № 4 (183). С. 4-16.

7. *Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П.* и др. Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран // Мониторинг. Наука и технологии. 2015. № 4(25). С. 6–15.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛЕНО-АНАБАРСКОЙ НГО

Погодаев А.В., Севостьянова Р.Ф.*

Институт проблем нефти и газа СО РАН, РФ, 677000, г. Якутск, ул. Петровского, д. 2

*E-mail: *rose_sevos@mail.ru*

В данной работе рассматривается территория Арктической зоны РФ, которая в настоящее время является актуальной темой в практике геологоразведочных работ на нефть и газ. Углеводородный потенциал Арктики общепризнанно считается весьма высоким после крупного научного открытия советских ученых (И.С. Грамберг и др.), обосновавших наличие Арктического Циркумпольного осадочного мегабассейна.

Исследуемая территория – Лено-Анабарская нефтегазоносная область (ЛА НГО) расположена на северо-востоке Сибирской платформы. Осадочный чехол представлен рифейскими, вендскими, палеозойскими и мезозойскими отложениями толщиной 4–9 км. С целью разведки в 1953 г. к северу от скоплений Оленекского битумного поля, вниз по падению моноклинали, проводилось колонковое бурение на Тюмятинской площади. В самой глубокой скважине (Тюмятинская–50, забой 1050 м) вскрыты горизонты-аналоги битумонасыщенных пород, в которых было отмечено присутствие капельножидкой нефти [1].

В гидрогеологическом отношении ЛА НГО является частью Лено-Енисейского бассейна. В зоне свободного водообмена промышленные залежи нефти и газа, как правило, не встречаются, но широко представлены твердые нафтиды, битуминозные пески, высоковязкие и сверхтяжелые нефти, жидкие окисленные нефти высокой плотности [2]. В пределах склонов Оленекского и Мунского поднятий Анабарской антеклизы установлены масштабные битумные поля. Эти факты могут указывать на проявления гидрогеологической стадийности процессов нефтегазонакопления и этапность в развитии названных нефтегазоносных территорий [2].

На территории Лено-Анабарской НГО пробурено четыре параметрические скважины: Бурская-3410, Тюмятинская-50, Хастахская-930, Чарчикская-1 и одна поисковая Усть-Оленекская-2370. В результате испытаний получены притоки пластовой воды и водорастворенного газа из отложений рифея, венда, кембрия, ордовика, силура и перми. Максимальная глубина вскрытия осадочного чехла 3610 м (Усть-Оленекская-2370).

При опробовании кембрийских, вендских и рифейских отложений зафиксированы притоки пластовых вод, содержащих растворенный углеводородный газ. В горизонтах нижнего кембрия, венда и верхнего рифея отмечаются битумопроявления. Бурение Хастахской поисковой скважины № 930 в интервале залегания вендских отложений сопровождалось повышенными газопоказаниями по каротажу [3]. При опробовании венд-кембрийских отложений в Чарчкской параметрической скважине установлены значительные притоки минерализованных пластовых вод с растворенным газом, которые связаны здесь с водонасыщенным карбонатным коллектором порово-кавернозного типа.

Состав водорастворенных газов относится к региональному показателю нефтегазоносности. В частности, на Улахан-Юряхской площади пробурено более 20 колонковых скважин, хорошо охарактеризовавших триас. В процессе бурения практически во всех скважинах отмечалось

выделение газа и следы битуминозности. Газ по составу метановый (81,2–95,86 %), содержание азота до 15 %, в составе растворенных газов присутствует гелий до 0,56 %.

Водоносность рифея-венда установлена в скв. 930 и 341–0. Приток пластовой воды из отложений дебенгдинской свиты верхнего рифея в скв. 930 указывает на наличие в разрезе коллекторов трещинного типа [4]. Проницаемая часть рифейского резервуара представлена терригенно-карбонатными породами. Пористость песчаников по комплексу ГИС отмечается до 19 % при среднем значении 12,3 %, в доломитах и известняках – от 9 % до 11,5 %.

В скважине 341-0 вскрыты все три отдела рифея, средний отдел представлен обеими подсвитами арымасской свиты. Из нижней подсвиты, в открытом стволе, интервал 2809–2849 м, получен дебит 6,24 м³/сут газированной пластовой воды. Пористость песчаников по комплексу ГИС отмечается до 19 % при среднем значении 12,3 %, в доломитах и известняках – от 9 % до 11,5 %. В отложениях арымасской и дебенгдинской свит получены притоки пластовых вод дебитами 66,6 м³/сут и 6,24 м³/сут.

Предварительно можно отметить некоторую тенденцию к относительному повышению пластовых давлений с глубиной и общее незначительное снижение значений пластовых давлений вверх по разрезу, преимущественно характерное для интервала вышезалегающего, верхнепалеозой-мезойского водоносного комплекса (рис. 1).

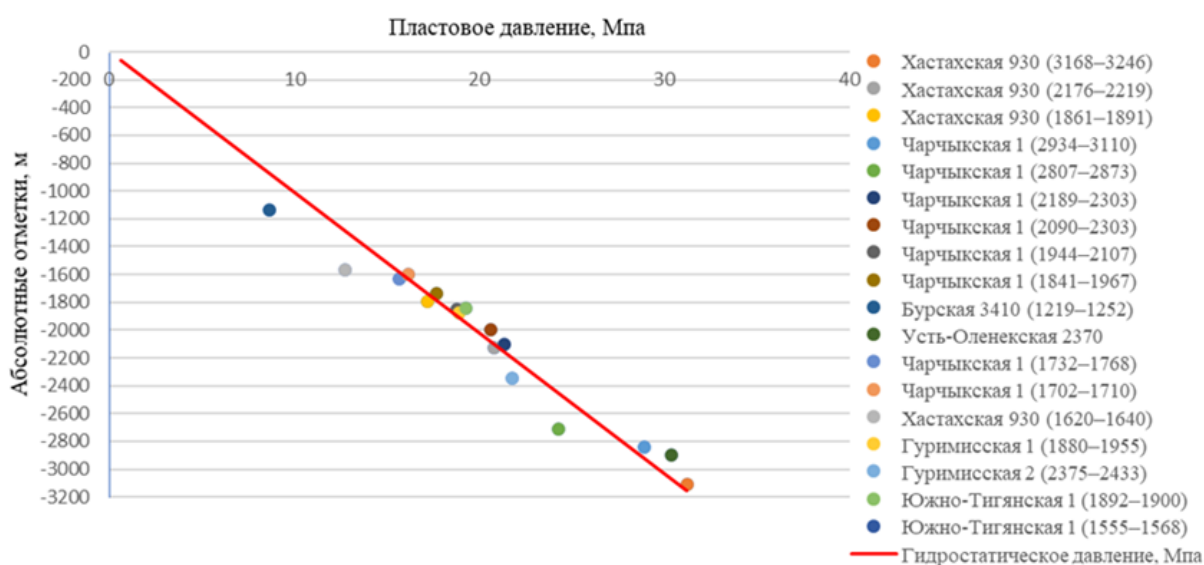


Рис. 1. График распределения пластовых давлений Лено-Анабарской НГО

Таким образом, несмотря на ограниченный объем данных замеров пластовых давлений, можно заключить, что вертикальный градиент давлений носит условно гидростатический характер распределения. Как можно судить по имеющимся данным, здесь характерен стагнационный водонапорный режим [5], основными свойствами которого является равенство гидродинамического потенциала по глубине.

По фактическим гидрогеологическим данным, близкие термобарические условия газонакопления на севере Сибирской платформы характерны для Вилюйской НГО (Логлорский вал) в составе Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции.

Важным показателем при изучении нефтегазоносности недр являются данные о возможных гидродинамических аномалиях, которые могут быть выражены в локальных понижениях и повышениях напоров подземных вод; в пьезоминах и пьезомаксимах. К пьезометрическим минимумам, связанным с очагами разгрузки подземных вод, часто приурочены области локализации нефти и газа.

Исследования выполнены в рамках Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № 122011100158–1 с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН в рамках гранта №13.ЦКП.21.0016.

Литература

1. Павлова К.А. О геологическом строении зоны сочленения Лено-Анабарского прогиба и сопредельной акватории моря Лаптевых // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2021. С. 36–38. <https://doi.org/10.25205/978-5-4437-1248-2-36-38>
2. Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба // Георесурсы. 2017. № 5. С. 173–185. <https://doi.org/10.18599/grs.19.18>
3. Колотухин А.Т., Логинова М.П. Гидрогеодинамический режим артезианских бассейнов и связь с нефтеносностью отложений // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2019. Т. 19, Вып. 3. С. 191–195. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2019-19-3-191-195>
4. Новиков Д.А. Гидрогеология Арктики // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы II Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции. Новосибирск: РИЦ НГУ, 2014. С. 6–8.
5. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазоаккумуляции осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1069–1080. <https://doi.org/10.15372/GiG2021132>

МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО ПРОГНОЗА РЕЗЕРВУАРОВ В СИСТЕМНЫХ ТРАКТАХ НИЖНЕМЕЛОВЫХ КЛИНОФОРМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Сенькина К.А.^{*}, Мусатов И.В., Лебедев М.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
E-mail: *kasenkina@tinn.rosneft.ru

Статья посвящена результатам работы, которая была выполнена на основе сейсмогеологического моделирования сиквенсов неокомского комплекса с целью улучшения возможностей сейсмофациального анализа. Данный метод включает в себе огромный потенциал для решения важных научных и практических задач. Работа была выполнена для одного из месторождений Западной Сибири, приуроченном к клиноформенному комплексу неокома.

Приоритетной задачей исследования являлось повышение достоверности локализации объектов в системных трактах клиноформ нижнего мела по сейсмическим данным с целью повышения успешности поискового бурения.

Актуальность работы обусловлена тем, что нефтегазоносность севера Западной Сибири преимущественно связана с нижнемеловыми клиноформами, для которых характерна неопределенность прогноза песчаных тел в ундоформе и фондоформе. Ожидается, что результаты работы позволят повысить эффективность ГРП в условиях дефицита скважинной информации.

Проблема детального прогнозирования межскважинного пространства существует практически на всех месторождениях, находящихся на стадии опознания. Особенно актуальной данная проблема является для неокомского комплекса Западной Сибири. Для уменьшения неоднозначности геологической интерпретации сейсмических данных рассматривались объемный и послойный атрибутивный анализ, а также такая нейронная сеть, как самоорганизующиеся карты Кохонена, на которых построен сейсмофациальный анализ. По результатам синтетического волнового моделирования оценивались возможности и ограничения при прогнозе перспективных объектов неокомского комплекса на основе сейсмофациального анализа.

Работа была организована следующим образом:

1. Задание концептуальной модели секвенсов неокома севера Западной Сибири.
2. Подбор упругих параметров фаций по скважинным данным.
3. Расчет синтетического волнового поля.
4. Прогноз фаций по синтетическому волновому разрезу.
5. Оценка прогноза геологических фаций по данным сейсмофациального анализа.

Создание концептуальной геологической модели. Для создания упругой слоистой сейсмогеологической модели была построена концептуальная геологическая основа по результатам секвенс-стратиграфической классификации одной из площадей севера Западной Сибири. Наиболее перспективными являются верхняя и нижняя части клиноформы: ундаформа и фондоформа. Донные отложения ачимовских толщ формируются в условиях падения уровня моря в тракте низкого стояния. В ундоформе присутствуют прибрежно-морские песчаники, формирующиеся на всех этапах образования клиноформы [1].

Создание синтетической модели. На основе концептуальной геологической модели в программном продукте Tesserat Pro были построены 3 различные сейсмогеологические модели:

1. Модель без резервуаров (фоновая);
2. Модель с резервуарами;
3. Модель с пониженной контрастностью упругих свойств между коллектором и вмещающими породами.

Для заполнения модели № 1 упругими свойствами была выполнена увязка сейсмических и скважинных данных по трем разведочным скважинам, находящимся вблизи исследуемого разреза. Пластовые скорости оценивались по акустическому каротажу. Скорости предварительно осреднялись, чтобы избежать включения аномальных значений. Модель № 2 получена путем добавления в исходную набора песчаных тел, скорость в песчаных телах постоянна, разность со вмещающими глинами – 300 м/с. Данное значение было взято из гистограммы типового распределения упругих свойств среды по месторождению-аналогу для пласта БУ17. В модели № 3 была уменьшена контрастность упругих свойств путем осреднения. Разность между песчаниками и вмещающими глинами – 150 м/с. Целью построения данной модели является максимальное приближение к реальным свойствам пластов.

Получение синтетического временного разреза. Расчет волнового поля для заданной сейсмогеологической модели основывается на решении прямой динамической задачи. С выбранной формой импульса (импульс Рикера с частотой 35Гц) распространяется фронт волны, и в каждом узле сеточной модели происходит расчет конечно-разностных уравнений. Затем формируются трассы.

Закономерный результат: в контрастной модели песчаники оказывают гораздо больше влияние на временной разрез, чем в модели с уменьшенной контрастностью. При этом интерференционное влияние песчаных пластов по модели № 1 проявляется даже в глинистой части клиноформы, что может способствовать искажению количественного и качественного прогноза по сейсмическим данным.

Сейсмофациальный анализ. Изменение динамических характеристик может быть связано с изменением литологического состава пород в пласте или изменением петрофизических свойств породы. Выделение таких литологических неоднородностей по сейсмическим данным называется сейсмофациальным анализом [2].

Существует три основные группы процедур сейсмофациального анализа: классификация трасс по форме импульса; объемная классификация; классификация набора карт, погоризонтальных и пропорциональных срезов [3].

Для классификации трасс по форме импульса необходимо прокоррелировать отражающие границы с минимальным сглаживанием [4], а затем провести поинтервальный анализ. Он включает в себя подбор оптимальных параметров окна анализа. Стоит отметить, что важной составляющей является выбор оптимального интервала исследования. Так, например, оптимальный интервал анализа может составлять $5\text{мс}\uparrow$ и $20\text{мс}\downarrow$. Этот интервал позволил целиком охватить яркие пятна от предполагаемых резервуаров. Кроме того, для устойчивого решения пластам большей толщины необходим интервал анализа больше, чем тонким пропластам, так как при попадании импульса целиком результат анализа становится стабильней.

По результатам анализа было определено, что на модели с уменьшенной контрастностью упругих свойств присутствует больше неопределенности, чем на контрастной модели. Для увеличения контрастности упругих свойств было применено математическое преобразование:

$$y = \frac{a^3}{|a|},$$

где y – значения волнового поля после преобразований, a – исходные значения волнового поля.

Данная операция позволяет увеличить экстремальные значения волнового поля и оставить практически неизменными малые значения с сохранением знака амплитуд фазы. Это способствует увеличению разности между значениями упругих свойств песчаников и вмещающих пород, не изменяя их реальных свойств. Таким образом, математическое преобразование позволило уменьшить неопределенность залегания песчаных тел.

Результаты сейсмофациального анализа по форме импульса приведены на рис. 1. Над каждой моделью вынесены шкалы фациального анализа и границы песчаных тел для сопоставления полученных результатов анализа с исходными границами песчаных тел.

Анализ контрастной модели показывает, что коллектора, имеющие большую контрастность со вмещающими толщами, оказывают влияние, даже если они частично попадают во временной интервал анализа. Это может быть связано с интерференцией. Кроме того, последовательность песчаных тел в ряде случаев объединяется в одну общую фацию и не всегда имеет разделения.

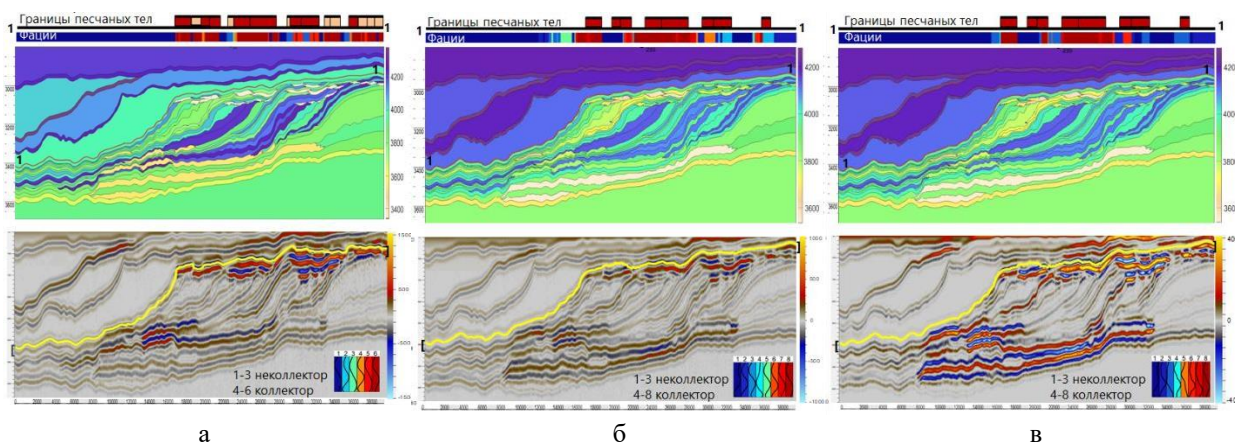


Рис. 1. Сейсмофациальный анализ по форме импульса:

а – контрастная модель; б – модель с уменьшенной контрастностью упругих свойств; в – модель с увеличенной контрастностью упругих свойств при помощи математического преобразования

Для объемной классификации необходимо только создание кубов атрибутов и выбор наилучшего сочетания их между собой.

Наиболее эффективное сочетание между собой дали атрибуты: Instantaneous Amplitude, Instantaneous Frequency, Instantaneous Phase, Instantaneous Q, Sweetness. В данном случае мгновенные параметры оказываются наиболее чувствительными к наличию пластов малой мощности. Результаты представлены на рис. 2. Модель с увеличенной контрастностью упругих свойств при помощи математических преобразований (рис. 2в) достаточно точно показала расположение песчаных тел и их геометрические параметры по сравнению со слабоконтрастной моделью (рис. 2б).

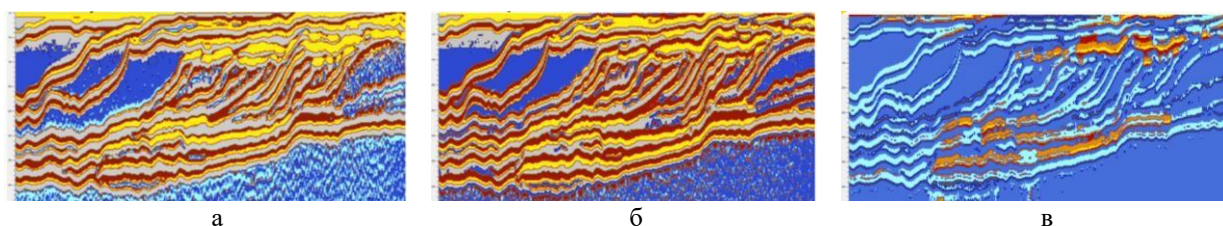


Рис. 2. Сейсмофациальный анализ по кубу атрибутов:
а – контрастная модель; б – модель с уменьшенной контрастностью упругих свойств; в – модель с увеличенной контрастностью упругих свойств при помощи математического преобразования

Хороший результат при многоатрибутной классификации может быть получен не только в случае использования кубов сейсмических параметров, которые наилучшим образом отражают изменения в литологии пласта, но и при участии кубов, где подобная информация не выражена явно. Так, например, атрибут Instantaneous Phase не давал явно выраженной информации, но его отсутствие значительно сказалось бы на результатах классификации.

Стоит отметить, что объемная классификация справилась с задачей гораздо эффективней, чем классификация по форме импульса. Получилось оценить границы тел и их геометрию. Это может быть связано с тем, что данная классификация не зависит от корреляции горизонтов и выбора интервала анализа.

Выводы

1. Создана концептуальная сейсмогеологическая модель генетических секвенсов неокома севера Западной Сибири на основе секвенс-стратиграфии по данным акустического каротажа.
2. Объемная классификация показала результат лучше, чем классификация по форме импульса, так как не зависит от выбора интервала анализа вдоль горизонта.
3. Прогноз фаций по форме импульса не всегда позволяет точно определить границы песчаных тел, если в интервал анализа попадают другие вышележащие или нижележащие тела.
4. Сейсмофациальный анализ позволяет прогнозировать границы песчаных тел в отложениях севера Западной Сибири в условиях дефицита скважинной информации, тем самым повышает эффективность геологоразведочных работ.

Литература

1. Габдуллин Р.Р., Копяевич Л.Ф., Иванов А.В. Секвентная стратиграфия. М.: МАКС Пресс, 2008. 113 с.
2. Приезжев И.И., Солоха Е.В., Манрал С. Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала // Геофизика. 2014. № 1. С. 63–67.
3. Малярова Т.Н. Сейсмофациальный анализ как универсальное средство понимания строения резервуара // Технологии сейсморазведки, 2007. № 2. С. 79–87.
4. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. СПб.: Нефтегазовый инжиниринг, 2017. 152 с.

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ АУТИГЕННЫХ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НА ИХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА

Сирачева А.А.^{*}, Пивоварова Е.С.

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,
РФ, 625003, г. Тюмень, ул. Розы Люксембург, д. 12, корп. 7
E-mail: ^{*}tonipi-ext@surgutneftegas.ru

Ключевые слова: глинистый цемент, каолинит, гидрослюда, смешаннослойные образования

Начальные фильтрационно-емкостные свойства пород определяются условиями седиментации и гранулометрическим составом отложений. По мере погружения породы претерпевают значительные изменения как за счет уплотнения, так и за счет вторичного (аутигенного) минералообразования. В работе рассмотрено влияние образования аутигенных глинистых минералов на изменение фильтрационно-емкостных свойств горных пород на примере нескольких групп пластов, характеризующихся разной глубиной залегания пород. Анализ проведен для отложений пластов В и С неокомского возраста и пластов А среднеюрского возраста.

В работе использовались данные литологических, петрофизических, петрографических, минералогических и геохимических методов исследований.

Группа пластов А (юрские отложения)

Юрские отложения имеют сложное неоднородное строение, континентального и прибрежно-морского генезиса, представлены переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород. В песчаниках преобладающий размер обломков составляет 0,10–0,16 и 0,16–0,22 мм, цементирующего материала от 4 до 45 %. Алевриты мелко- и крупнозернистые, с преобладающим размером обломков 0,02–0,05 мм и 0,05–0,10 мм, цементирующего материала от 8 до 30 %. Глинистый цемент смешанный по минеральному составу – гидрослюдисто-хлоритово-каолинитовый, порово-пленочного и пленочно-порового типа.

По данным изучения петрографических шлифов поры в коллекторах распределены неравномерно, отмечаются свободные межзерновые и внутризерновые (выщелаченные обломки) поры с содержанием от 0,5 % до 8,5 %, со средним значением 3,2 %, средние сечения пор варьируют от 11 до 52 мкм, максимальное сечение пор 225 мкм. Поры угловатые, полуугловатые, каналы редкие извилистые. В неколлекторах свободных видимых пор практически нет.

По петрофизическим характеристикам породы пластов А характеризуются пористостью со средними значениями 12,35 % для неколлекторов и 16,64 % для коллекторов, средней проницаемостью $6,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² для коллекторов и проницаемостью менее $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² для неколлекторов (табл. 1).

По данным рентгенофазового анализа глинистой составляющей в коллекторе в составе глинистых минералов содержание каолинита изменяется в пределах от 12 до 93 %, в среднем составляя около 50–60 % (табл. 1). Подчиненную роль в составе глинистых минералов имеют хлорит (среднее значение 28 %), гидрослюда (среднее значение 15 %) и смешаннослойные образования (среднее значение 5 %). Смешаннослойные образования представлены неупорядоченными агрегатами гидрослюда-сметтит.

Таблица 1. Литолого-петрофизическая характеристика пород пластов А, В, С

Пласт	Коллектор/ вмещающие породы	Петрофизические характеристики			Доля глинистых минералов цемента, %			
		Средняя пористость Кп, %	Средняя проницаемость Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	Размер пустот, мкм	Каолинит	Хлорит	Гидро- слода	ССО +монтмо- рилонит
С	коллекторы	26,3	645,1	9–157	61,0	26,0	7,0	6,0
	вмещающие породы	15,9	1,0	–	27,0	35,0	18,0	20,0
В	коллекторы	19,4	76,1	до 50	55,6	28,1	11,3	6,2
	вмещающие породы	12,3	0,2	–	21,2	35,3	30,5	16,1
А	коллекторы	16,6	12,3	11–52	51,6	28,2	15,1	4,94
	вмещающие породы	6,7	0,3	–	35,1	34,2	22,4	8,1

Оценка основных вторичных изменений проводилась по результатам электронно-микроскопических исследований и петрографическому описанию шлифов. Выявленные эпигенетические процессы представлены выщелачиванием полевых шпатов, новообразованием кристаллов кварца, преобразованием глинистого цемента. Чешуйчатые гидрослюдистые агрегаты в большинстве случаев непосредственно контактируют с поверхностью обломков, аутигенная хлоритовая компонента является более поздней по генерации и присутствует в виде тонких пленок, обволакивающих зерна и сингенетичный глинистый цемент. Повсеместно встречаются неупорядоченные пакеты чешуек аутигенного каолинита, неравномерно заполняющих поровое пространство и образующих веерообразные сростки.

Группа пластов В (меловые отложения)

Отложения пластов В представлены мелководно- и прибрежноморскими отложениями. Литологически породы представлены средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми песчаниками, образующими песчаные пачки мощностью от первых метров до 20 м. Также присутствуют тонкослоистые и линзовиднослоистые глинистые алевролиты и аргиллиты, иногда с тонкими прослоями (до 1 м) мелкослоистых крупнозернистых алевролитов. Содержание обломочного материала 90–95 %. Размер обломков изменяется в пределах от 0,12–0,16 мм до 0,18–0,22 мм в песчаниках и 0,08–0,09 мм в алевролитах. Тип цементации порово-пленочный, контактово-пленочный, пятнистый, локально имеет место кварцевый конформно-регенерационный тип. Глинистый цемент отложений по составу гидрослюда-хлорит-каолинитовый.

Средние значения фильтрационно-емкостных свойств песчано-алевритовых пород-коллекторов: пористость – 19,4 %, проницаемость – 76,1·10⁻³ мкм². Породы-неколлекторы (глинистые алевролиты и алевритовые аргиллиты) имеют среднюю пористость 12,3 %, проницаемость – 0,2·10⁻³ мкм². По данным описания шлифов значительная часть пор остается свободными, преобладающий размер пор составляет 0,05–0,10 мм (табл. 1).

По результатам исследования пород методом растровой электронной микроскопии глинистые пленки раннего генезиса (диагенетического) отмечаются лишь на зернах, непосредственно контактирующих с пятнистым поровым цементом полного и практически полного заполнения.

Хлоритовые пленки позднего (катагенетического) генезиса в большинстве своем хорошо окристаллизованы, пластинчатой формы, часто с несколько изогнутыми гранями, часть хлорита агрегирована с образованием розетковидных форм, основная часть в виде частиц размером до 3–5 мкм. Эпигенетический каолинит представлен крупными псевдогексагональными кристаллами, которые сформировали ассоциации плотно упакованных микроагрегатов доменоподобной и вермикулитовидной формы, ширина агрегированных пакетов в среднем величиной 15 мкм, в отдельных образцах до 25–30 мкм. Гидрослюда микрочешуйчатого облика и смешаннослойные образования в виде спутанно-волоконистых агрегатов неравномерно нарастают на поверхности зерен, заполняя поровое пространство. Каолинит неравномерно заполняет поровое пространство. Часть эпигенетического каолинита по взаимоотношению с обломочными зернами сформировала структуры проникновения, которые сингенетично ассоциированы с кварцевыми регенерационными каемками.

Группа пластов С (меловые отложения)

Отложения данной группы пластов сформировались в переходных от континентальных к прибрежно-морским отложениям, представлены песчано-алевритовыми породами с глинистым цементом, глинистыми песчаниками и алевролитами, песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом. Глинистый цемент пленочно-поровый, участками порово-пленочный, по составу гидрослюдисто-хлоритово-каолинитовый. В отдельных прослоях развит карбонатный цемент кальцитового состава. Преобладающий размер обломков для песчаников 0,16–0,22 мм, для алевритовой фракции 0,04–0,07, обломочная часть 90–95 %, реже 85–90, цементирующий материал от 5 до 10–15 %.

Наибольшей пористостью и проницаемостью обладают песчаники, средние значения пористости составляют 26,3 %, проницаемости – $645 \cdot 10^{-3}$ мкм². Порода-неколлекторы (алевролиты, алевро-аргиллиты): пористость – 15,9 %, проницаемость – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Поры в коллекторах распределены неравномерно, отмечаются свободные межзерновые и внутризерновые (выщелоченные обломки) поры, средние сечения пор варьируют от 9,04–157 мкм, максимальное сечение поры 220 мкм (табл. 1).

Основные вторичные процессы представлены каолинитизацией полевых шпатов и вторичными преобразованиями хлорита. Эпигенетический каолинит представлен крупными частицами, напоминающими по своей форме псевдогексагональные кристаллы, которые сформировали ассоциации плотно упакованных микроагрегатов доменоподобной и вермикулитовидной формы, ширина которых составляет 15–16 мкм. Аутигенный хлорит в виде тонких пленок образует контурный цемент с незначительным содержанием каолинита, обволакивающий поверхности зерен и стенок поровых каналов. В большинстве изученных отложений отмечаются контакты каолинита с пленками хлорита, агрегатами гидрослуды и смешаннослойных образований.

Интенсивность вторичных преобразований горных пород возрастает по мере их погружения. Процессы аутигенного минералообразования получили наибольшее развитие в пластах А, в пластах С эти процессы развиты слабо, пласты В занимают промежуточное значение.

Результаты анализа фильтрационно-емкостных свойств и литологических параметров пород изученных пластов показали, что существенное влияние на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород оказывают количество, структурные особенности и минеральный состав

глинистого цемента. Влияние вторичных преобразований на пористость незначительное, в большей степени они приводят к изменению проницаемости пород.

Влияние вторичных процессов рассмотрим на примере групп пластов В. По результатам определения ФЕС и рентгенофазового анализа, была построена диаграмма зависимости проницаемости пород коллекторов от содержания глинистых минералов, пересчитанных на породу (рис. 1). Высокое содержание каолинита практически не оказывает влияние на проницаемость, в то же время прослеживается зависимость роста проницаемости со снижением содержания хлорита, гидрослюда и смешаннослойных образований. Это связано с распределением глинистых минералов в поровом пространстве и стадийностью их образования.

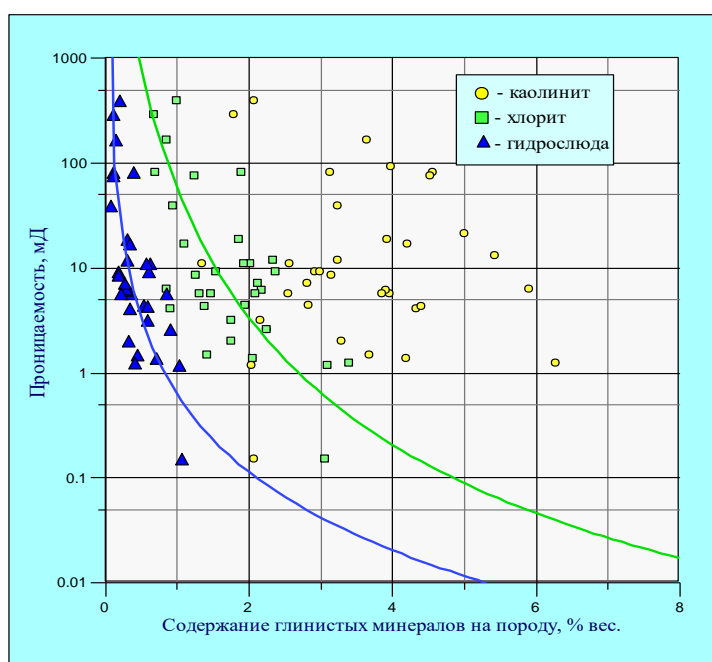


Рис. 1. Зависимость коэффициента проницаемости от содержания глинистых минералов на породу

Глинистый цемент в коллекторах по типу взаимоотношения с обломочными зернами пленочно-поровый, порово-пленочный и пленочный. Состав глинистого цемента полиминеральный, преобладающим минералом является аутигенный каолинит, содержание которого остается примерно постоянным от 3 до 5 % на породу. Увеличение глинистого цемента происходит за счет роста содержания хлорита и гидрослюда со смешаннослойными образованиями. При содержании на породу более 1 % гидрослюда и 2 % хлорита песчаные породы пластов В перестают быть коллекторами.

Анализ разновозрастных отложений позволил выделить основные черты стадийного эпигенеза. К основным процессам можно отнести гидратацию и замещение слюдяных минералов, формирование новых кристаллов кварца и кварцевых каемок за счет обогащения поровых вод кремнеземом при разложении зерен полевых шпатов [1, 2]. Индикатором наложенного эпигенеза является наличие мономинеральных скоплений каолинита в межзерновом пространстве.

Пленочный цемент хлоритового состава формирует в основном минеральную «рубашку», обволакивающую поверхности зерен и поверхности стенок поровых каналов. Данный цемент так же развивается по части открытых пор, формируя своеобразные «мостики», существенно

затрудняющие движение флюидов в породе, либо в участках существенного содержания переходит в неполно поровый цемент.

Присутствие микрочешуйчатых агрегатов гидрослюды и смешаннослойных образований спутанно-волокнутого облика даже в небольшом количестве (более 1 % на породу) уменьшает радиус фильтрационных каналов за счет усложнения структуры пустотного пространства. Каолинит в коллекторах пластов имеет хорошо раскристаллизованный облик, и развивается в крупных порах, не изменяя просветность фильтрационных каналов, тем самым не снижая проницаемость пород.

Выводы

1. Образование аутигенного глинистого цемента происходило в результате расщепления, минерального замещения слюд, выщелачивания минералов полевошпатовой группы с участием пластовых вод.

2. Основная масса вмещающих пород представлена хлоритово-гидрослюдистыми ассоциациями и смешаннослойными образованиями, в коллекторах основным компонентом глинистого цемента является каолинит.

3. Проведенные комплексные исследования подтвердили, что каолинит горных пород пластов А, В, С имеет аутигенное происхождение. Формирование аутигенного каолинита происходит в крупных порах и при замещении зерен полевого шпата и не приводит к снижению фильтрационно-емкостных свойств.

4. Формирование вторичных гидрослюд и хлоритов приводит к снижению проницаемости пород. При содержании на породу более 1 % гидрослюды и 2 % хлорита песчаные породы перестают быть коллекторами.

5. Проведенные исследования позволили выделить особенности стадийного эпигенеза, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства пород. Выделение зон вторичного минералообразования для выделения зон развития пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами рекомендуется проводить по фациальным комплексам.

6. В результате проведенных исследований выделены коллекторы с повышенными значениями фильтрационно-емкостных свойств, которые положены в основу выделения зон коллекторов с повышенными свойствами. Материал авторов апробирован и показал практическую значимость при планировании геологоразведочных работ.

Литература

1. *Теодорович Г.И.* Аутигенные минералы осадочных пород. М.: Гостоптехиздат, 1958. 572 с.
2. *Япаскурт О.В.* Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования: Учеб. пособие. М.: ЭСЛАН, 2008. 356 с.

ОБЪЕДИНЕНИЕ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПО PETREL – ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ГЕОЛОГИИ

Сысоева А.О.^{1,2}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – Schlumberger Logelco Inc, РФ, 125171, г. Москва, Ленинградское шоссе, д. 16А, стр. 3

E-mail: Sysoeva.anastasiya1999@yandex.ru

Ключевые слова: геологическая модель, месторождение, Petrel, нефть, газ

Актуальность работы связана с наличием задач, направленных на комплексный анализ месторождений. Объединение геологических моделей в горизонтальном и вертикальном направлениях – относительно молодая процедура, требующая большой вычислительной мощности. Задача работы – познакомить с рабочим процессом объединения трехмерных моделей в ПО Petrel; раскрыть результаты применения методики объединения моделей в ходе решения проблемы отличающегося значения водонефтяного контакта (ВНК) для фаменского стратиграфического интервала на соседних месторождениях: Северное и Западно-Хоседаю.

Объединение моделей – нетривиальная задача, которая для каждого конкретного случая требует индивидуальный путь решения. Общая модель необходима для проведения комплексных анализов, обоснования способа разработки месторождения, прогноза уровней добычи нефти во времени, оценки неопределенности и рисков, оценки экономической эффективности проекта разработки [1]. Условимся, что далее по тексту «детали конструктора» будут называться секторными моделями, а сам конструктор – общей моделью.

В процессе проектирования разработки нефтяных месторождений геолого-гидродинамическое моделирование играет важную роль [2]. Применение современных информационных технологий в таких наукоемких и капиталоемких отраслях производства, как нефтегазодобыча, является эффективным способом ресурсосбережения [3]. Моделирование гидродинамической связанности, путей перетоков флюидов и т.д. зачастую приводит к необходимости наращивания пластов сверху или с боков модели. «Геологическое полотно», состоящее из нескольких лицензионных участков, может быть рассмотрено как следующий уровень в иерархии после уровня модели как гидродинамического объекта. По мнению автора, хранение регионального по площади распространения объекта разработки в качестве единого структурного каркаса и перестроение геологических моделей на его базе с появлением новых геолого-промысловых данных можно назвать будущим нефтегазовых компаний.

В работе автора метод был использован для определения причин отсутствия явной гидродинамической связи между пластами верхнедевонского стратиграфического интервала. Исходный ВНК Западно-Хоседаюского месторождения расположен на глубине -2975 м; залежи 1п Северно-Хоседаюского месторождения – на глубине -2919 м, залежи 18р Северно-Хоседаюского месторождения – на глубине -2904,3 м.

На практике редко встречается ситуация, в которой модельер с нуля создает секторную модель, которую будет приращивать к уже имеющейся. В основном, с нуля создается структурный

каркас общей модели, в которую будут перенесены свойства из ранее созданных структурных моделей. Можно определить 3 основных ситуации сшивки моделей (рис. 1):

- 1) по вертикали (с пересечением и без пересечения);
- 2) по горизонтали (с пересечением и без пересечения);
- 3) одна секторная модель является частью другой, задача сводится исключительно к переносу свойств из маленькой секторной модели в большую секторную модель, где большая выступает в качестве общей.

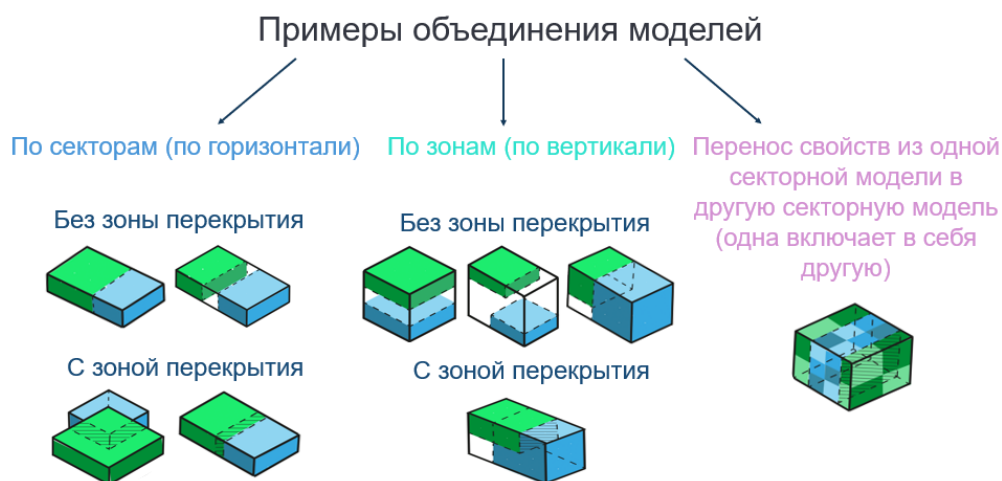


Рис. 1. Варианты расположения моделей до их объединения

Таким образом, автором была проведена работа по объединению близрасположенных геологических моделей пластов месторождений Северного и Западного-Хоседаю. Сложность в построении моделей, не имеющих зон пересечения, состоит в отсутствии скважинных данных в зоне между границами моделей. Для рифовых построек данная проблема особенно актуальна, так как верно проследить неоднородность и залегание границ структуры в этом случае практически невозможно.

Рабочий процесс объединения моделей включает в себя следующие шаги:

1. Создание структурных карт общей модели.
2. Создание разломов общей модели.
3. Создание общей модели (простой или пилларной): структурного каркаса, горизонтов и т. д.
4. Изменение инкремента гридов секторных моделей (если требуется).
5. Перенос свойств из секторных моделей в общую модель.
6. Создание свойств для зон перекрытия и зон отсутствия смоделированного ранее свойства.
7. Проверка качества проведенного объединения секторных моделей.

Структурные карты кровли и подошвы пластов и разломы секторных моделей требуют подготовки (перед подачей их на создание общей модели). Экстраполяция данных в областях с неизвестными данными, например, в случае, если между моделями нет смоделированных объектов, требует тщательной проверки (с опорой на скважинные и сейсмические данные).

Для объединения моделей, не имеющих друг с другом областей перекрытия по объему, встает вопрос о свойствах в областях с несмоделированными свойствами. Зачастую им

присваивают неизвестное значение свойства, однако, все зависит от задачи, которую требуется решить. Если необходимо задать переток, но геологических данных нет – можно статистически предположить значения для той или иной территории. Привлечение сейсмических данных и их интерпретация – еще один из путей выхода из ситуации полного отсутствия скважинных данных.

Алгоритмы и методы по переносу свойств из секторных моделей заточены на определенный инкремент, нужно быть внимательным с данной характеристикой сетки. Особенно аккуратно нужно переносить свойства в областях выклинивания, замещения и в приразломной зоне.

При работе с областью пересечения моделей необходимо точно определить, придерживаются ли авторы одной концептуальной модели и будут исключать из моделирования часть от другой модели, расположенной в области пересечения, или же хотят получить усредненный результат объединения. В этом случае будет необходимо создать весовое свойство для данной области – определить тем самым процентное отношение свойств моделей.

Геометрическое моделирование – один из модулей, используемых при проверке качества создания общей модели. Проверка наличия вывернутых ячеек, отрицательных объемов и т. д. – полезная практика в моделировании.

Пример объединения секторных моделей (границы моделей на рисунке обозначены желтым и красным полигонами) приведен на рис. 2, сводная диаграмма рабочего процесса объединения секторных моделей – на рис. 3.

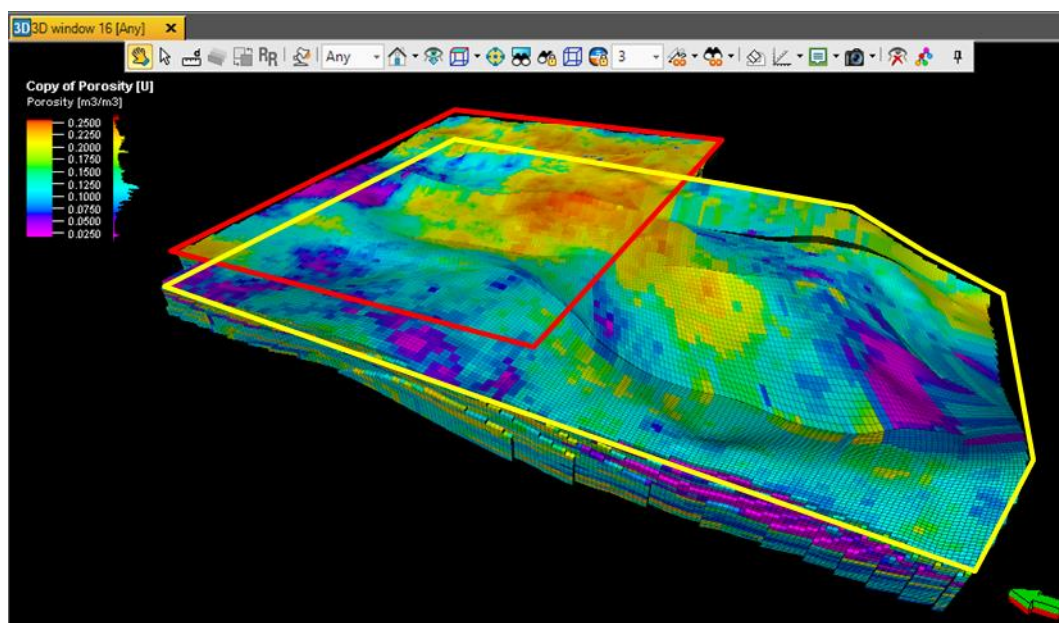


Рис. 2. Общая модель – результат объединения секторных моделей

В ходе проведения исследования было выяснено, что к основным причинам отличающегося ВНК относится отсутствие связанности, наличие неоднородностей и сложное геологическое строение. Нельзя отрицать наличие влияния отличающихся в месторождениях Западное и Северное Хоседаю капиллярного давления и степени разработанности. Также в работе были рассмотрены параметры работы залежи и наличия закрытых разломов – флюидных экранов.



Рис. 3. Рабочий процесс объединения моделей

Литература

1. Белкина В.А., Бембель С.Р., Забоева А.А., Санькова Н.В. Основы геологического моделирования (Часть 1): Учеб. пособие. Тюмень: ТюмГНГУ. 2015. 168 с.
2. Родионов С.П., Соколюк Л.Н., Рычков И.В. Анализ чувствительности вычислительной погрешности при объединении слоев геолого-гидродинамической модели // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 6(84). С. 26–32.
3. Ямпольский В.З., Захарова А.А., Иванов М.А., Чернова О.С. Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. 2006. Т. 309, № 7. С. 50–55.

ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ МОДЕЛИ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА SOUTH EAST RAS EL USH, СУЭЦКИЙ ЗАЛИВ

Трошин О.В.^{1*}, Кубрак М.Г.², Ушаков С.М.¹, Коротаев М.В.³

1 – АО «ВНИИНЕФТЬ», РФ, 127422, г. Москва, пр. Дмитровский, д. 10

2 – ООО «ЗН БВ», РФ, 101000, г. Москва, пер. Армянский, д. 9, стр. 1

3 – ООО «Лаборатория геологии», РФ, 119071, г. Москва, ул. Малая Калужская, д. 15, стр. 16

*E-mail: *otroshin@vk.com*

Ближний Восток и Африка в настоящее время являются, пожалуй, ключевыми регионами с точки зрения приращения запасов нефти и газа и темпов роста их добычи. Согласно оценкам ведущих игроков на рынке, в следующем десятилетии именно этот регион станет определяющим для экономики нефтегазовых компаний. ГК «Зарубежнефть» в рамках стратегии экспансии в настоящий момент владеет долей в одной концессии в Египте и имеет планы по вхождению еще в 3 блока, что сделает ее присутствие в этой стране лидирующим среди российских компаний. Для реализации успешной деятельности по добыче необходимо подготовить ресурсную базу, что, очевидно, связано с комплексным изучением, особенно, в столь сложных геологических условиях. В данной работе приведен опыт построения структурной модели на лицензионном блоке South East Ras El Ush (SEREU) в Суэцком заливе в условиях дефицита надежных данных.

Участок SEREU расположен в южной части Суэцкого залива, сформировавшегося в результате кайнозойского рифтогенеза [1]. Сложность строения обусловлена как рифтингом собственно Суэцкого залива, так и наложенной тектоникой рифтинга залива Акаба [2], формированием как терригенных, так и карбонатных отложений и периодами изоляции акватории на более современном этапе, способствовавших седиментации ангидритов и солей (в дальнейшем будем характеризовать такие пласты обобщенно как «эвапориты»). Основными целевыми объектами в таких условиях являются тектонически-ограниченные ловушки подсолевого комплекса прерифтового и синрифтового этапа развития, что делает критически важной задачу геометризации потенциальной ловушки. Лицензионный блок прилегает к береговой линии, что с одной стороны дает инженерное и экономическое преимущество за счет возможности бурения наклонно-направленных скважин с берега в сторону моря, значительно уменьшая их стоимость. С другой стороны, это существенно сужает выбор доступных к бурению перспективных объектов из-за ограничений на дальность отхода от устья.

Близость береговой линии накладывает ограничения еще и на информативность сейсмоки: в мелководной зоне становится невозможной регистрация плавающими косами. И даже применение донных кабелей не решает проблему в полной мере, так как пункты взрывов все равно не могут быть размещены на мелководье, из-за чего результирующая съемка искажена в этой области как по кратности, так и по оффсетам, что в сочетании с интенсивностью кратных волн на мелкой воде и сложной геологией не позволяет сфокусировать сейсмическое изображение, даже с применением современных методов обработки, таких как томография, FWI и RTM. Как следствие, прогнозная способность

геофизической разведки становится близка к бурению wild-cat. Единственным экономически целесообразным способом в данном случае является комплексирование всей доступной геолого-геофизической информации.

В рассматриваемом случае в комплексе были использованы: сейсмические данные в версиях обработки KPSTM (частичные суммы ближних, средних и дальних углов), KPSDM, RTM, поле скоростей в результате апдейтов FWI и Well-Constrained Tomo, тензорная графика высокого разрешения eFTG и гравиметрия AGMA, магнитометрия, данные об обнажениях на суше, стандартные скважинные данные – каротажи и шлам, специальные скважинные данные – наклонометрия/FMI и палеонтологические исследования [3, 4]. Фактически осуществлялся подбор принципиальной модели по данным обнажений, которая транслировалась в зону покрытия сейсмики от области малой надежности до условно надежной зоны перекрытия с данными буксируемых кос, где изображение позволяло интерпретировать геометрию горизонтов и обнаруживать разломы. Углы и азимуты разломов при этом перебирались в диапазоне данных обнажений и FMI, а величины смещений по сбросам подбирались с учетом геологически реалистичных мощностей синрифтового комплекса и отклика магнитного и гравитационного поля. Модель итеративно уточнялась до совпадения с данными скважин по отбивкам пластов.

В качестве инструмента дополнительного контроля качества была использована структурно-тектоническая реконструкция. Так, например, большое количество споров было связано с окрестностью одной из скважин, в которой наблюдались повышенные мощности пласта Rudeis. Этот факт интерпретировался оператором концессии как указание на отсутствие эрозии и сохранность наиболее перспективных прерифтовых отложений, а, следовательно, возможность их опейскования при бурении дублирующей скважины с удлиненным стволом (общая длина более 3 км). Геофизические данные были противоречивы: часть имеющихся материалов позволяла принять этот концепт, в то время как вторая указывала на его несостоятельность. Кроме того, детальный анализ палеонтологии и формы кривых ГИС показал, что, вероятно, имеет место повторение разреза, т.е. увеличение мощности связано с пересечением разлома и повторным прохождением скважины через те же самые отложения, но в опущенном блоке. Были построены два концептуальных разреза (с разломом и с его отсутствием) и осуществлена реконструкция разреза. Сравнивая суммарную длину поверхности с учетом смещения по разломам можно сделать вывод о корректности анализируемой модели. Проведенный анализ показал, что модель с повторением разреза (существованием разлома) приводит к ошибке длины в 3,8 %, в то время как модель без разлома демонстрирует 6 % расхождения (рис. 1). Последующая трехмерная балансировка всей модели [5], с учетом трассировки этого разлома, показала ее общую непротиворечивость и логичность. В последующем эта модель была использована для выделения перспективных объектов, их параметризации и вероятностной оценки ресурсов.

Таким образом, даже в условиях дефицита надежной геолого-геофизической информации всесторонний анализ информации и применение разностороннего инструментария, позволяет осуществлять построение структурных моделей, с последующей оценкой ресурсно-экономического потенциала и принятия взвешенных управленческих решений по проекту.

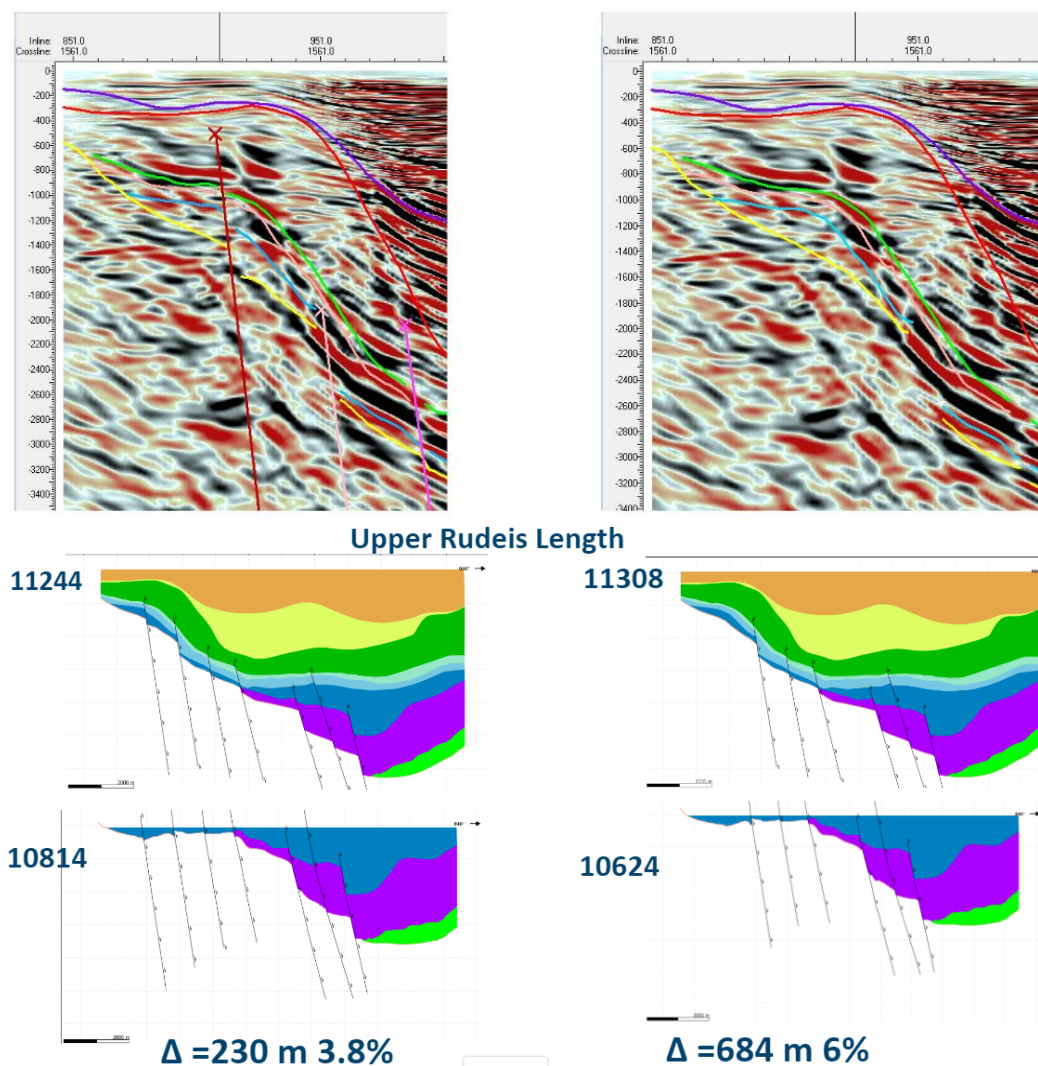


Рис. 1. Анализ результатов структурно-тектонической реконструкции

Литература

1. *Bosworth W.* Geological evolution of the Red Sea: Historical background, review and synthesis // *The Red Sea* / Ed. by N.M.A. Rasul, I.C.F. Stewart. Berlin; Heidelberg: Springer, 2015. P. 45–78. https://doi.org/10.1007/978-3-662-45201-1_3
2. *Youssef A.* Early – Middle Miocene Suez Syn-rift-Basin, Egypt: A sequence stratigraphy framework // *GeoArabia*. 2011. Vol. 16, No. 1. P. 113–134. <https://doi.org/10.2113/geoarabia1601113>
3. *Sakran S., Nabih M., Henaish A., Ziko A.* Structural regime and its impact on the mechanism and migration pathways of hydrocarbon seepage in the southern Gulf of Suez rift: An approach for finding new unexplored fault blocks // *Marine and Petroleum Geology*. 2016. Vol. 71. P. 55–75. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.12.003>
4. *Mayhoub A., Moustafa A., Youssef M., Zalat S.* Subsurface structural setting of Al Amir and Geyad fields, South-Western part of the Gulf of Suez, Egypt // *Bulletin of Faculty of Science Zagazig University*. 2017. Vol. 2017. P. 229–243. <https://doi.org/10.21608/bfszu.2017.31052>
5. *Гайдук В.В., Прокопьев А.В.* Методы изучения складчато-надвиговых поясов. Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1999. 160 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКОГО СОПРЯЖЕНИЯ ВОДОРОДА И МЕТАНА В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ

Филиппова Д.С.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: *filippovads@ipng.ru*

Ключевые слова: природный водород, метан, серпентизация, метаногенез, тектоника

В работе рассматриваются геохимические особенности накопления водорода и метана в составе природных газовых смесей в различных геолого-тектонических обстановках, предлагается авторская интерпретация механизма формирования количественных (объемных) соотношений этих важнейших природных энергоносителей в геологической среде. На этой основе сформулированы предложения по направлениям поисков природного водорода и рекомендации по хранению водорода как технологического продукта. Выводы базируются на обобщении большого объема опубликованной научной литературы и анализе фондовых материалов по геохимическим характеристикам природных газов в магматических, метаморфических и осадочных породах.

Устойчивыми тенденциями современного энергообеспечения индустриально развитых стран являются: а) сохранение приоритетного положения ископаемых углеводородов (УВ) в совокупности с промышленно значимыми источниками энергии; б) неснижаемость объемов потребляемых источников энергетического сырья; в) взаимодополняемость ископаемых и возобновляемых видов энергетического сырья. Особое место в системе первичных и вторичных энергоресурсов занимает водород (H_2), который генетически двойственен и является как природным горючим веществом, так и технологическим продуктом.

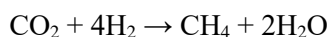
Как известно, водород – самый распространенный газ планеты, при этом наименее изучен. Детальный анализ геохимических соотношений водорода с другими природными газами, а также пластовыми водами и породами в различных термобарических и горно-технологических условиях позволит решить две важные проблемы: 1) на научной основе обосновать различные технологические схемы и производственные режимы получения водорода в промышленно значимых масштабах; 2) приступить к разработке значимых критериев поисков и разведки водорода как полезного ископаемого, что весьма актуально в связи с решением Росстандарта включить водород в общероссийский классификатор полезных ископаемых (приказ 07.07.2023 N 490-ст «Об утверждении Изменения 5/2023 ОКПИИПВ к Общероссийскому классификатору полезных ископаемых и подземных вод»).

В этом плане особое значение имеет анализ взаимоотношений водорода и метана как, соответственно, перспективного и традиционного газовых энергоносителей. В настоящей работе представлены результаты такого анализа, которые изложены по двум взаимосвязанным позициям: 1) основные процессы взаимодействия метана и водорода и их объемные соотношения в газовых смесях в различных геолого-тектонических обстановках; 2) разномасштабные проявления условий накопления метана и водорода в геологической среде.

Таблица 2. Концентрация газов в гидротермальных флюидах Срединно-Атлантического хребта [4]

Растворенные газы	Океанская вода	Горячие флюиды гидротермальных полей					
		Рэйнбоу	Логачев	ТАГ	Брокен-Спур	Снейк-Пит	Лаки-Страйк
H ₂ S, мМ/кг	0	2,0–2,5	2,5–3,0	3,5–6,7	8,5–11,0	6,0	2,5–3,0
NH ₄ , мМ/кг	<0,01	<0,01	-	3,65	1,21	-	-
CO ₂ , мМ/кг	2,3	2,9–3,1	2,8–3,0	2,9–3,4	6,0–7,1	-	13,0–28,0
H ₂ , мкМ/кг	0,0004	13,000	12,600	152–370	426–1026	22,0	20,0–726
CH ₄ , мкМ/кг	0,0004	2200	2310	124–147	65–130	45–100	500–970
N ₂ , мкМ/кг	50	-	-	800–890	-	-	-

Достоверно установлен и сопряженный процесс генерации метана в результате последующей реакции водорода с углекислым газом (двуокисью углерода), заимствованным из океанической воды:

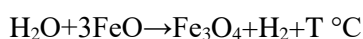


Масштабы водородообразования в пределах зон спрединга огромны и не поддаются точной количественной оценке. По А.Ю. Леин, в различных гидротермальных полях Срединно-Атлантического хребта проявляются резкие (в 10–100 раз) колебания концентраций водорода и метана (табл. 2). Обнаруженные здесь битумоиды сингенетичны местному органическому веществу, что подтверждено результатами масс-хроматографического, люминесцентно-битуминологического анализа (Баженова О.К., Леин А.Ю. и др., 2001).

Водород в зонах субдукции также характеризуется мантийным происхождением. По данным В.П. Якуцени (2015), Южно-Сахалинские источники, также как и Курильские, отличаются высокими отношениями $^3\text{He}/^4\text{He} = 200\text{--}1200 \cdot 10^{-8}$, экстремальные значения зафиксированы у вулканических газов Камчатки. В зонах субдукции водород образуется за счет диссоциации воды в присутствии железосодержащих минеральных ассоциаций и с поглощением тепла по схеме [5]:



При соединении воды с двухвалентным железом происходит реакция его окисления с выделением тепла и водорода:



Водородообразование в осадочном чехле идет условно по «минеральному» и «микробиологическому» сценариям. Первый из них – генерация водорода как следствие гидролиза пород сульфидной (FeS), сидеритовой (FeCO₃) или шамозитовой ((Fe²⁺, Mg, Al, Fe³⁺)₆(Si, Al)₄O₁₀(OH, O)₈) фаций в присутствии океанической соленой и континентальной опресненной природной воды. С микробиологической переработкой органического материала в процессе биогенной сульфатредукции, метано- и ацетогенеза связано образование водорода и метана.

В.П. Исаевым [6] впервые отмечено разнонаправленное изменение концентраций водорода и метана в осадочном чехле. В развитие этой идеи выполнен анализ газовых смесей по многим нефтегазоносным объектам (рис. 1).

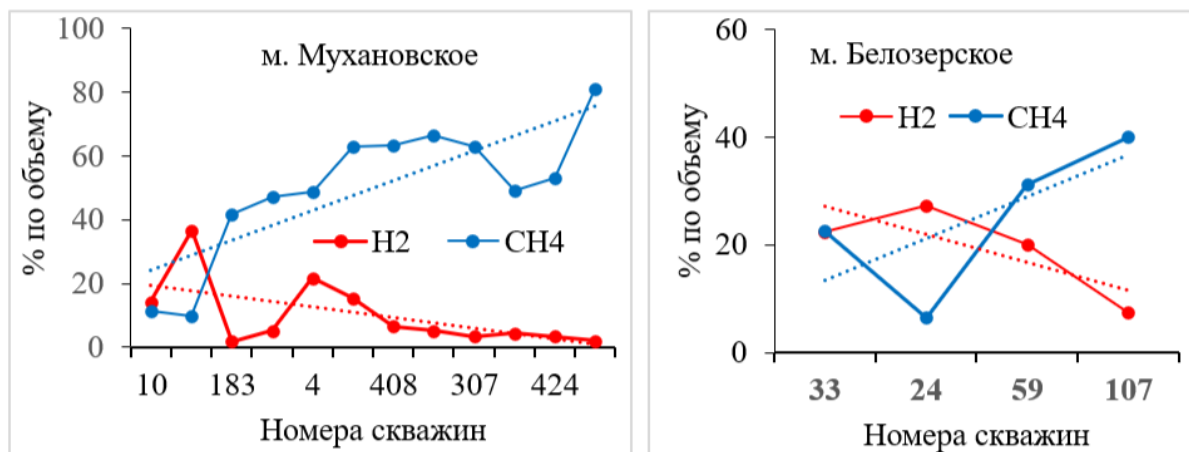


Рис. 1. Характер накопления водорода и метана в составе газов, растворенных в пластовых водах, каменноугольных и девонских отложений Восточно-Жигулевского района в Поволжье (по данным Зайдельсона М.И., Козина А.Н. и др., 1963)

Водородонакопление как в природных, так и техногенных условиях существенно зависит от качества изолирующих толщ. В этом плане наиболее благоприятны регионально выдержанные эвапоритовые отложения, а также долеритовые толщи. Обратим внимание на следующее обстоятельство: в долеритах накопление газов практически не происходит (табл. 3). Есть доказательства и того, что под мощными соленосными толщами на больших глубинах осадочного чехла повышены содержание гелия и водорода (Прикаспийская впадина).

Таблица 3. Геохимический состав газов в траппах Восточной Сибири (на примере Толстомысовского силла, скв. 5056) [7].

№ обр.	H ₂ O	CO ₂	CO	CH ₄	H ₂	N ₂	Кв, %
26	7,95	0,61	0,079	не обн.	0,11	0,04	2,2
27	12,75	0,55	0,084	не обн.	не обн.	0,06	0,6
16	9,60	0,45	0,061	не обн.	0,13	0,04	1,9
22	6,65	0,26	0,034	не обн.	0,07	0,04	1,5
31	5,60	0,53	0,029	не обн.	не обн.	0,09	0,5

Выполненный анализ позволяет сделать следующий вывод. Водород и метан, как два горючих газа, представляют большой практический интерес в качестве природных энергоносителей. Оба газа генетически двойственны, и их образование связано с земной корой, мантией и ядром планеты. Такая генетическая особенность определяет их глобальное распространение во всех геологических оболочках Земли и в течение всей геологической истории. Но, несмотря на это, геохимические взаимоотношения этих газов различны: в магматических, метаморфических породах существенно преобладает водород, а метан чаще всего представлен в виде следовых концентраций, и обратная картина свойственна осадочному чехлу (за исключением геологических обстановок, связанных с развитием калиеносных и угленосных отложений). Это обстоятельство имеет принципиальное значение для поисков локализованных источников водорода на технически доступных глубинах.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800276-2).

Литература

1. *Вернадский В.И.* История минералов земной коры. Т. 2. История природных вод. Ч. 1. Вып. 1. Л.: Госхимтехиздат, Ленинградское отд-ние, 1933. 202 с.
2. *Ларин В.Н.* Гипотеза об изначальном гидридной Земле. М.: Недра, 1975. 100 с.
3. *Taran Yu.A., Giggenbach W.F.* Geochemistry of light hydrocarbons in volcanic and hydrothermal fluids // Special Publications of the Society of Economic Geologists. 2003. Vol. 10. P. 61–74. <https://doi.org/10.5382/SP.10.04>
4. *Леин А.Ю., Богданов Ю.А., Сагалевич А.М.* и др. Новый тип гидротермального поля на Срединно-Атлантическом хребте (поле Лост-Сити, 30° с.ш.) // Доклады Академии наук. 2004. Т. 394, № 3. С. 380–383.
5. *Сорохтин Н.О., Лобковский Л.И., Семилетов И.П.* Глубинный цикл углерода и формирование абиогенных углеводородов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329, № 8. С. 156–173.
6. *Исаев В.П.* Термодинамические аспекты геохимии природных газов. Иркутск: Изд-во Иркутского университета, 1991. 115 с.
7. *Летников Ф.А., Феоктистов Г.Д., Остафийчук И.М.* и др. Флюидный режим формирования мантийных пород. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1980. 143 с.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ПОРОД КЕРНА И МАТЕРИАЛОВ ГИС В ПРОГНОЗЕ ПРОДУКТИВНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ДЕРЯБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Шенбергер Н.А.* , Сапьяник В.В.**

АО «Сибирский научно-исследовательский институт
геологии, геофизики и минерального сырья»,
РФ, 630091, г. Новосибирск, Красный пр-т, д. 67

*E-mail: *shenbergenerna@rusgeology.ru, **SapianikVV@rusgeology.ru*

Изучение определения минерального состава горных пород по данным ГИС ядерными методами является одним из эффективных методов оценки вторичных преобразований в зоне водогазонефтяных контактов и в перекрывающих отложениях, породы которых адсорбируют изотопы водорода и серы, мигрирующие из залежей УВ, что проявляется в показаниях радиоактивного каротажа [1]. Детальные исследования геохимической анизотропии пласта, способствующие более точному картированию и пространственной геометризации продуктивных отложений, а также влияющие на подсчетный план месторождения, являются весьма актуальными.

Основная цель работы состоит в определении степени влияния сидерофильных минералов, образующихся за счет миграции сероводорода, на показания радиоактивного каротажа. В задачи также входил анализ макро- и микроскопического описания керна, результатов испытаний, пористости и плотности пород их минералогического состава и факторов, контролирующих распределение сидерофильных минералов в песчаных и глинистых породах, перекрывающих продуктивные коллекторы. Для реализации основной задачи изучены данные ГИС и керна Дерябинского месторождения.

Дерябинское газоконденсатное месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему Дерябинский выступ, выделяемый в северо-западной части Центрально-Таймырского мегапрогиба. Залежи месторождения приурочены к пластам шуратовской и вскрыты 11 скважинами. Всего в разрезе месторождения выявлено четыре залежи, которые отнесены к шуратовской свите. Они приурочены к линзам песчаников различной протяженности, залегающих в отложениях валанжина-нижнего готерива. Пласты характеризуются невыдержанностью толщин и свойств по площади, что обуславливает не только структурный, но и литологический контроль залежей Дерябинского месторождения. Породы свиты хорошо охарактеризованы керном, что позволяет провести исследование вторичных преобразований на качественном уровне.

Первые упоминания о вторичных преобразованиях минералогического состава пород над месторождениями углеводородов относятся к началу 20-го века, когда в Луизиане в осадочных отложениях над нефтяным месторождением были обнаружены пирит и другие сульфиды [2]. В 1981 году Пирсон рассматривал модель «залежь–поверхность» с собственной системой токов, приводящих к формированию аномалий в магнитных и электрических полях, которые фиксируются на поверхности [3]. Kennedy было установлено, что присутствие пирита в пласте может оказывать значительное влияние на результаты каротажных исследований (плотностного, нейтронного) [4].

С целью выделения вторично измененных слоев необходимый комплекс ГИС (БКЗ, ПС, БК, ГК, НГК) был увязан между собой и данными керна. Данные нейтронного каротажа были подвергнуты статистической фильтрации, с целью усиления визуализации характера поведения кривых (соНГК).

Плотность большинства осадочных пород в среднем меньше плотности железосодержащих минералов (плотность пирита (FeS_2) – 4,9–5 г/см³; плотность минерального скелета – 2,58–2,86 г/см³ в песчано-обломочных и 2,16–3 г/см³ в хемогенных образованиях [5]). Поэтому измененные слои в породе с проявлением сульфидизации отражаются на ее плотностных характеристиках. Прямым методом определения относительной плотности выступает метод каротажа ГГКП, однако, далеко не во всех скважинах он применялся и в этом отношении хорошей альтернативой может послужить нейтронный гамма-каротаж (НГК), который входит в комплекс ГИС практически повсеместно.

Плотность возможно вычислить через общую пористость, рассчитанную с помощью кривой нейтронного гамма-каротажа, по известной зависимости:

$$\rho = f(w),$$

где ρ – плотность, w – общая пористость.

При анализе данных керна одиннадцати скважин Дерябинского месторождения были выделены слои, преимущественно сложенные глинами с пластами песчаников в основании и кровле, с присутствием пирита/сидерита в шуратовской свите (K1shr). Отличительной особенностью стало то, что интервалы с железосодержащими минералами встречены в аргиллитах над залежью во всех рассматриваемых скважинах. Обнаружены не только единичные вкрапления пирита и отдельные включения пирита/сидерита, но и достаточно крупные и многочисленные желваки, линзы и конкреции, в среднем, до 3 см в диаметре или в длину, в зависимости от их формы. Всего в одиннадцати скважинах сидерофильные минералы встречены в 46 интервалах.

Сопоставив минеральный состав пород керна с широкополосно отфильтрованной кривой НГК (соНГК) по 46 интервалам, были установлены закономерные изменения нейтронного каротажа для 20 интервалов с повышенным содержанием железистых минералов.

Наблюденные изменения установлены выше залежи и наиболее ярко проявляются в аргиллитах, реже в песчаниках.

Детально изучив характер изменения кривой широкополосно отфильтрованного соНГК в местах отсутствия керна, было выделено 17 интервалов с аналогичной закономерностью, в которых прогнозируется присутствие пирита/сидерита в породе.

На примере скважины 11 Дерябинского месторождения представлено, как выделялись интервалы с повышенным содержанием сидерофильных минералов (рис. 1). За основу определения принят интервал 2632–2664 м, где по описанию керна в темно-серых аргиллитах встречаются гнезда сидерита и пирита. В этом промежутке выделен участок (2644,4–2646 м) с характерным повышением нейтронного каротажа при стабильных показателях, полученных электрическими методами. Визуальный анализ показал, что схожие конфигурации кривой наблюдаются в аргиллитах над пластами Д-IV и Д-V (пять интервалов) (на рис. 1 обозначены зеленым цветом).

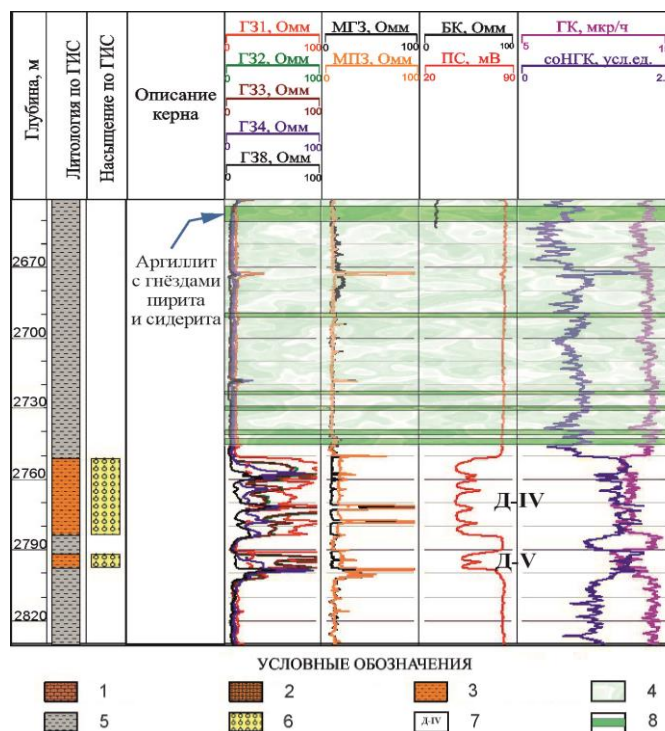


Рис. 1. Модель выделения областей с признаками вторичных изменений (скв. Дерябинская 11):
 1 – песчаник; 2 – песчаник глинистый; 3 – переслаивание песчаника и алевролита;
 4 – зона проявления вторичных изменений; 5 – аргиллит; 6 – газонасыщенность;
 7 – индекс пласта; 8 – породы с сидерофильными минералами

В результате исследований было установлено, что над всей залежью УВ по нейтронному каротажу прослеживаются незначительные с первого взгляда, но единообразные коррелируемые увеличенные значения, связанные с содержаниями в породе пирита и сидерита.

Таким образом, комплексный анализ минерального состава пород керна и материалов ГИС показывает наличие интервалов с вторично измененными породами непосредственно над углеводородсодержащим коллектором и возможность прогноза продуктивных уровней до стадии испытания скважины.

Литература

1. *Clavier C., Helm A., Scala C.* Effect of Pyrite on Resistivity and Other Logging measurements // SPWLA 17th Annual Logging Symposium, Denver, Colorado, USA, 9–12 June 1976. Paper SPWLA-1976-НН. <https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/onepetro:B4F5E81D> (Дата обращения 08.09.2023).
2. *Schumacher D., Abrams M.A.* Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments // AAPG Memoir. 1996. Vol. 66. P. 71–89. <https://doi.org/10.1306/M66606C6>
3. *Pirson S.J.* Significant advances in magneto-electric exploration // Unconventional Methods in Exploration for Petroleum and Natural Gas. Vol. 2. A Symposium under the Auspices of the Institute for the Study of Earth / Ed. by. B.M. Gottlieb. Dallas, TX: Southern Methodist University Press, 1981. P. 169–196.
4. *Kennedy M.C.* Gold Fool's: Detecting, quantifying and accounting for the effects of pyrite on modern logs // SPWLA 45th Annual Logging Symposium, Noordwijk, Netherlands, 6–9 July 2004. Paper SPWLA-2004-WWW. <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-2004/All-SPWLA-2004/SPWLA-2004-WWW/27470> (Дата обращения 08.09.2023).
5. *Хамидуллина Г.С.* Петрофизика. Краткий конспект лекций. Казань: КФУ, 2017. 145 с.

ГАРМОНИЗАЦИЯ НАЦИОНАЛЬНЫХ КЛАССИФИКАЦИЙ – КЛЮЧ К МОДЕРНИЗАЦИИ МИРОВОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Шпуров И.В.¹, Браткова В.Г.², Горюнов Л.Ю.², Базаревская Н.И.^{2*}

1 – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых,
РФ, 119180, г. Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр. 1

2 – Международный центр передового опыта в области устойчивого управления природными
ресурсами, РФ, 123242, г. Москва, ул. Баррикадная, д. 8, стр. 5А

*E-mail: *bazarevskaya@ice-srm.ru*

Экономический потенциал и инвестиционная привлекательность национальных недр напрямую зависят от применяемой в стране системы оценки запасов полезных ископаемых.

По данным из открытых источников, в Мире существует более 150 официально признанных классификаций полезных ископаемых. Несмотря на то, что, действительно, наиболее популярна для углеводородного сырья (далее – УВС) PRMS [1], большая часть стран, в том числе и Россия, продолжает работать в своих национальных классификациях. Среди них такие страны, как Англия, Армения, Белоруссия, Венесуэла, Вьетнам, Германия, Канада, Китай, Куба, Норвегия, Узбекистан и многие другие. Можно отметить, что в классификациях некоторых стран еще в той или иной степени сохраняется методология, разработанная в СССР.

Подходы и методы оценки запасов полезных ископаемых разных стран в целом близки, имеющиеся различия во многом определяются целями их применения и горизонтом планирования, историческими особенностями открытия и использования того или иного полезного ископаемого, особенностями недропользования, а иногда и обычаями, национальными традициями.

На сегодняшний день в России параллельно существуют три системы оценки запасов УВС: одна для целей государственного регулирования по Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов Российской Федерации, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477 (далее – РКЗ) [2], вторая – для зарубежных финансовых организаций, инвесторов для оценки стоимости добывающих активов по международным классификациям (в основном PRMS [1]), третья – для российских финансовых организаций и недропользователей (в основном по РКЗ [2], но объем предоставляемой информации может существенно отличаться). Существенное различие оценок величины запасов и эффективности их разработки может приводить к неверным решениям в сфере государственного управления недропользованием в части оценки выделения инвестиций для тех или иных проектов, а их дублирование приводит к дополнительным затратам компаний-недропользователей.

В условиях монополизации услуг по подтверждению запасов организациями-аудиторами из узкого круга стран (в первую очередь – США), подчас использующих полученные возможности для продвижения внешнеполитических и экономических интересов прозападных стран, модернизация международной системы оценки запасов как никогда актуальна. В рамках формирующегося многополярного Мира у каждой страны должно быть право работать по той классификации, которая лучше отвечает их национальным интересам. И не важно, какая именно

методология будет использоваться: национальная классификация или PRMS, важно, что эти классификации сопоставимы между собой.

В 2009 году Экспертная группа по классификации ресурсов Европейской экономической комиссии ООН актуализировала и ввела в действие разработанную ранее на площадке ООН, куда входят представители 193 стран, по-настоящему международную единую рамочную классификацию ресурсов – Рамочную классификацию ресурсов Организации Объединенных Наций (далее - РКООН) [3]. Это универсальная система, в которой количества (запасы) классифицируются на основе трех фундаментальных критериев – экономической и социальной жизнеспособности проекта (E), статуса и обоснованности проекта освоения месторождения (F) и геологической изученности (G) – с использованием числовой и языковой независимой схемы кодирования. Классификация не применяется напрямую для подсчета запасов и оценки ресурсов, а служит инструментом согласования результатов оценок по любым различным классификациям, что может служить основой для глобальных геополитических прогнозов по вопросам энергетического и минерального сырья.

Национальная система оценки запасов углеводородов в России, опирающаяся на современную российскую классификацию запасов полезных ископаемых, обладает огромным потенциалом международного распространения за счет гармонизации с РКООН на основе утвержденного в 2016 году Связующего документа между данными классификациями [4]. Примеру России в 2018 г. последовал и Китай. В целом, ввиду сложившейся геополитической обстановки, в модернизации международной системы оценки запасов полезных ископаемых могут быть заинтересованы представители многих государств, в частности – стран БРИКС.

Таким образом, гармонизация различных классификаций УВС на основе РКООН позволит создать справедливую, основанную на взаимном уважении систему признания результатов оценки и экспертизы запасов полезных ископаемых заинтересованными странами, объединяющую национальные подходы к оценке запасов и международные стандарты, обеспечивая как разнообразие, так и единство подходов для равного доступа к финансовым ресурсам с целью развития как отдельных стран, так и Мира в целом.

Литература

1. Petroleum Resources Management System – Система управления ресурсами углеводородов (Документ пересмотрен в июне 2018 года). Версия 1.01. Richmond, TX: Society of Petroleum Engineers, 2018. 61 с. https://www.spe.org/media/filer_public/fd/ab/fdabf524-ceac-4db5-ba53-672c33b44069/prmgmtsystem_v101_rus_final_v102.pdf (Дата обращения 24.07.2023).
2. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов Российской Федерации, утвержденная приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477 // Гарант: информационно-правовое обеспечение. <https://internet.garant.ru/#/document/70565054/paragraph/1:2>
3. Рамочная классификация ресурсов Организации Объединенных Наций. Обновленный вариант 2019 года. Женева: ООН, 2020. 24 с. https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/publ/1922546_R_ECE_ENERGY_125_WEB.pdf (Дата обращения 24.07.2023).
4. Bridging Document between the Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification of the Russian Federation of 2013 and the United Nations Framework Classification for Resources. New York: United Nations Economic and Social Council, 2023. 13 p. https://unece.org/sites/default/files/2023-02/RF-UNFC_BD_ECE_ENERGY_GE.3_2023_5.pdf (Дата обращения 24.07.2023).

СЕКЦИЯ 3:
Экспериментальные и теоретические исследования
кернa и пластового флюида

РАЗРАБОТКА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ И ВНУТРИПЛАСТОВОЙ УТИЛИЗАЦИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Алиев Ф.А.*, Мирзаев О.О., Холмуродов Т.А., Вахин А.В.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

E-mail: *aquathermolysis@gmail.com

Увеличение антропогенных газов в атмосфере приводит к повышению глобальной температуры планеты, и, следовательно, к изменениям климата. По прогнозным данным, к 2050 году мировые выбросы углекислого газа вырастут на 22 %, превышая отметку 43 млрд метрических тонн [1, 2]. Основными источниками CO₂ являются энергетические отрасли, в том числе и нефтяная промышленность. Это обуславливает разработку и внедрение новых и эффективных технологий увеличения добычи нефти с утилизацией углекислого газа. Одним из перспективных способов превращения инертного углекислого газа является его внутривластовое гидрирование в присутствии катализаторов.

За последние десятилетия появился ряд работ по превращению углекислого газа с помощью гидрирования, где опробованы различные каталитические системы при самых разных термобарических условиях [3–7]. Использование диоксида углерода с его внутривластовой каталитической утилизацией позволит существенно снизить нижний температурный порог для осуществления химического преобразования САВ и расширить возможности рентабельного освоения нетрадиционных углеводородных ресурсов. Утилизация диоксида углерода в процессе внутривластовой конверсии углеводородов и снижение атомного соотношения Н/С в добываемом сырье позволит снизить углеродный след для нефтехимической промышленности [8]. Получен принципиально новый катализатор гидрирования Na-Fe₃O₄ и проведена серия экспериментов в автоклаве высокого давления при температуре 250 °С и рабочем давлении 90 атм. с целью изучения эффективности влияния данного катализатора на улучшение качества добытой нефти и оценки степени утилизации углекислого газа при парогазовых методах добычи.

Фазовый состав синтезированного катализатора был исследован с помощью рентгеновской дифрактометрии и ИК-спектроскопии, результаты которых представлены на рис. 1.

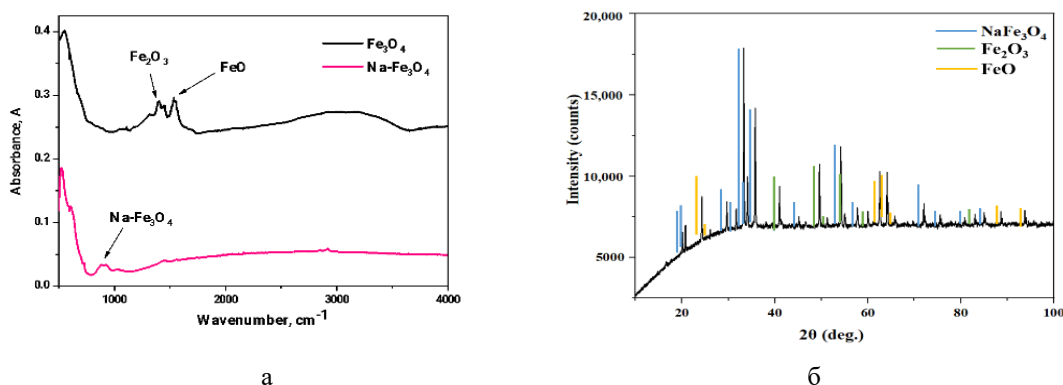


Рис. 1. Спектры синтезированного катализатора: а – ИК спектры; б – XRD

Каталитическое гидрирование углекислого газа привело к значительным изменениям в групповом и элементном составе нефти, его результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1. Обобщенные результаты группового и элементного состава нефти после парогазового воздействия в присутствии Na-Fe₃O₄

Образцы	Элементный состав, %						Групповой состав, %вес.			
	С	Н	N	S	О	Н/С	Насыщенные	Ароматические	Смолы	Асфальтены
Исходная	79,01	8,74	0,45	4,85	5,85	1,32	29,25	32,50	32,10	6,15
Пар + CO ₂	82,11	11,30	0,00	4,71	1,88	1,64	25,65	38,65	27,70	8,00
Пар + CO ₂ + Na-Fe ₃ O ₄	82,42	12,01	0,03	4,60	0,94	1,74	26,55	48,85	19,01	5,59

Анализ группового состава образцов сырой нефти выявил значительные изменения, главным образом, в содержании смол и ароматических соединений. Парогазовое воздействие без катализатора привело к уменьшению содержания смол с 32 мас.% до 28 мас.%. Хотя продукты деструкции смол частично увеличили содержание ароматических соединений, количество асфальтенов тоже увеличилось с 6 мас.% до 8 мас.%, что объясняется полимеризацией образовавшихся периферических радикалов, отщепленных от ароматических колец смол на фоне недостаточности водорода для стабилизации продуктов. С другой стороны, Na-Fe₃O₄ способствовал снижению содержания смол почти в два раза по сравнению с исходным образцом нефти. Результаты показывают (см. табл. 1), что деструктивное гидрирование высокомолекулярных смол привело к образованию большего количества легких ароматических углеводородов, повысив их содержание на 50 % (с 32,5 мас.% до 48,85 мас.%), поскольку содержание асфальтенов практически не изменилось (содержание асфальтенов в исходной пробе сырой нефти и после каталитической обработки составляли 6,2 мас.% и 5,6 мас.%, соответственно). Это указывает на роль катализатора в ингибировании реакций полимеризации, наиболее вероятно, из-за ускоряющегося дегидрирования воды и донора водорода. Изменения, наблюдаемые в групповом распределении продуктов каталитической конверсии CO₂ по Na-Fe₃O₄, аналогичны результатам, приведенным авторами работ [9]. Многие авторы предполагают, что содержание смол и асфальтенов определяет вязкость тяжелой нефти и природного битума [10, 11]. Следовательно, результаты анализа SARA соответствовали измерениям вязкости, которые представлены в табл. 2. Измерение вязкости было проведено на вискозиметре Fungilab, работающем по принципу Брукфильда, и значения результатов сравнены при определенной скорости сдвига, а именно 0,4 с⁻¹.

Таблица 2. Результаты измерения динамической вязкости образцов нефти

Образцы	Вязкость, мПа·с
Исходный	3800
Пар + CO ₂	3931
Пар + CO ₂ + Na-Fe ₃ O ₄	2432

Продукты парогазового воздействия также были проанализированы с помощью ИК спектроскопии и дана количественная оценка на основе рассчитанных коэффициентов, эти результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3. ИК коэффициенты образцов нефти

Образцы	ИК коэффициенты*				
	C1	C2	C3	C4	C5
Исходный	0,43	0,03	0,62	6,80	0,17
Пар + CO ₂	0,45	0,07	0,64	5,72	0,23
Пар + CO ₂ + Na-Fe ₃ O ₄	0,47	0,11	0,64	5,37	0,20

* C1 – Ароматичность; C2 – Окисленность, C3 – Разветвленность, C4 – Алифатичность, C5 – Осерненность

По результатам элементного анализа содержание углерода падает, в то время как содержание водорода существенно увеличивается в присутствии катализатора, который поддерживает деструктивное гидрирование высокомолекулярных смол и асфальтенов в составе сырой нефти. Соотношение Н/С в присутствии катализатора было увеличено на 30% по сравнению с соотношением Н/С исходного образца сырой нефти. Хотя катализатор проявляет меньшую активность при гидрообессеривании нефти, содержание гетероатомов азота и кислорода было значительно снижено после парогазового воздействия.

Таким образом, полученные катализаторы привели к увеличению содержания ароматических соединений с 32,5 мас.% до 49 мас.% и снижению содержания смол с 32 мас.% до 18 мас.%, что указывает на деструктивное гидрирование высокомолекулярных соединений в составе сырой нефти. Это обуславливает снижение вязкости образца тяжелой нефти с 3250 мПа·с до 2250 мПа·с и увеличение соотношения Н/С с 1,32 до 1,74. Полученные результаты подтверждают эффективность данных наночастиц катализатора, способствующих утилизации диоксида углерода и облагораживанию тяжелой нефти. Необходимо провести дальнейшую работу по каталитическому гидрированию диоксида углерода в пластовых условиях с учетом породобразующих минералов, чтобы установить оптимальные условия залежи и состав катализатора для улучшения качества переработанной нефти и обеспечения будущего экологически зеленого энергоснабжения.

Литература

1. Lee T., Jang S. H., Jung S., Kim S. et al. CO₂ effects on catalytic pyrolysis of yard trimming over concrete waste // Chemical Engineering Journal. 2020. Vol. 396. P. 125331. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.125331>
2. Bhowmik D. Global carbon di oxide emissions in Hamilton filter model // International Journal of Environment, Agriculture and Biotechnology. 2020. Vol. 5, No. 5. P. 1250–1258. <https://doi.org/10.22161/ijeab.55.9>
3. Ионе К.Г. Влияние природы носителя на активность металлического компонента в реакциях гидрирования // Нанесенные металлические катализаторы превращения углеводородов. Материалы всесоюзной конференции. Новосибирск: Институт катализа СО РАН, 1978. Ч. 1. С. 113.
4. Петрухина Н.Н., Захарян Е.М., Корчагина С.А. и др. Гидрирование нефтеполимерных смол на сульфидных ненанесенных наноразмерных катализаторах // Наногетерогенный катализ. 2017. Т. 2, № 2. С. 127–135. <https://doi.org/10.1134/S2414215817020083>
5. Fujiwara M., Kieffer R., Ando H., Souma Y. Development of composite catalysts made of Cu-Zn-Cr oxide/zeolite for the hydrogenation of carbon dioxide // Applied Catalysis A: General. 1995. Vol. 121, No. 1. P. 113–124. [https://doi.org/10.1016/0926-860X\(95\)85014-7](https://doi.org/10.1016/0926-860X(95)85014-7)

6. *Park Y.K., Park K.C., Ihm S.K.* Hydrocarbon synthesis through CO₂ hydrogenation over CuZnOZrO₂/zeolite hybrid catalysts // *Catalysis Today*. 1998. Vol. 44, No. 1–4. P. 165–173. [https://doi.org/10.1016/S0920-5861\(98\)00187-4](https://doi.org/10.1016/S0920-5861(98)00187-4)
7. *Gao P., Li S., Bu X., Dang S., Liu Z.* et al. Direct conversion of CO₂ into liquid fuels with high selectivity over a bifunctional catalyst // *Nature Chemistry*. 2017. Vol. 9, No. 10. P. 1019–1024. <https://doi.org/10.1038/nchem.2794>
8. *Проценко А.Н., Маланий С.Я., Бакуменко Е.А.* и др. Каталитическое гидрирование диоксида углерода в пласте при освоении месторождений высоковязкой нефти // *Нефтяное хозяйство*. 2022. № 12. С. 114–117. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-114-117>
9. *Wei J., Ge Q., Yao R., Wen Z.* et al. Directly converting CO₂ into a gasoline fuel // *Nature Communications*. 2017. Vol. 8. P. 15174. <https://doi.org/10.1038/ncomms15174>
10. *Vakhin A.V., Khelkhal M.A., Mukhamatdinov I.I.* et al. Changes in heavy oil saturates and aromatics in the presence of microwave radiation and iron-based nanoparticles // *Catalysts*. 2022. Vol. 12, No. 5. P. 514. <https://doi.org/10.3390/catal12050514>
11. *Kholmurodov T., Aliev F., Mirzaev O.* et al. Hydrothermal in-reservoir upgrading of heavy oil in the presence of non-ionic surfactants // *Processes*. 2022. Vol. 10, No. 11. P. 2176. <https://doi.org/10.3390/pr10112176>

МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОВОДКИ ПРИ ОГРАНИЧЕННОМ ОБЪЕМЕ ДАННЫХ

Асекритов Д.У.

НГДУ «Талаканнефть», РФ, 628404, г. Сургут, ул. Энтузиастов, д.30/1

E-mail: asekritovdenis@yandex.ru

В связи тем, что месторождения, разрабатываемые ПАО «Сургутнефтегаз», как правило, характеризуются сложным геологическим строением, в компании постоянно совершенствуют технологии вскрытия продуктивных пластов, бурения и освоения скважин, системы разработки как на уже эксплуатируемых, так и вновь вводимых в эксплуатацию объектах, а также внедряются новые методы изучения геологического строения продуктивных пластов.

Одной из самых важных задач при проводке горизонтальных скважин является точное определение положения ствола в пласте. Правильное расположение ствола скважины в пласте снижает риски при бурении, повышает качество проходки, улучшает рабочие характеристики скважины и увеличивает коэффициент извлечения углеводородов.

Проводкой скважин в НГДУ «Талаканнефть» занимается группа сопровождения бурения (далее ГСБ). Специалистам ГСБ в режиме реального времени доступна геологическая информация и технологические параметры бурения с буровых бригад. Геологическое сопровождение и удаленный мониторинг бурения осуществляется непрерывно, что позволяет принять оптимальное решение по оперативной корректировке траектории профиля скважины в пласте и отследить его исполнение.

В настоящее время при бурении горизонтальных скважин используется телесистема EGSS, разработанная еще в конце 90-х гг. американской компанией «GeoTrend». В данной телесистеме используется электромагнитный канал связи, что позволяет измерять и передавать на поверхность в режиме реального времени следующие параметры: зенитные и азимутальные углы, скорость проходки и радиоактивность горных пород (гамма-каротаж). Помимо узкого перечня регистрируемых параметров, данная телесистема обладает серьезным недостатком – она устанавливается на расстоянии около 10 м от долота, что негативно сказывается на своевременности принятия решений в процессе проводки скважины, в итоге – на качестве самой проводки [1].

Ниже представлена геофизическая характеристика одного из продуктивных пластов на месторождении ПАО «Сургутнефтегаз» (рис. 1).

Целевой объект сложен неоднородными кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов, вышележащая свита сложена доломитами, ангидритодоломитами, мергелями доломитовыми. Граница между пластами четко выделяется по акустическому и плотностному каротажам и абсолютно никак не выделяется по гамма-каротажу.

Ввиду отсутствия акустического каротажа или плотностного каротажа при проводке горизонтального ствола скважины, корректное определение границы между пластами не представляется возможным. По данным гамма-каротажа в процессе бурения выход в вышележащий горизонт виден при выходе горизонтальным стволом на 4 метра выше кровли пласта.



Рис. 1. Типовой геолого-геофизический разрез по одной из скважин рассматриваемого месторождения

Иными словами, опираясь исключительно на данные гамма-каротажа, интервал 1869–1872 м может быть интерпретирован и как доломиты, и как песчаники целевого горизонта. Особенно это актуально для краевых зон месторождения – это обычно зоны с пониженными коллекторскими свойствами, с маломощными нефтенасыщенными толщами [2].

При проектировании скважин коридор бурения закладывается по материалам сейсмогеологического моделирования с опорой на структурные построения, в пределах пласта. Из-за отсутствия данных плотностного каротажа в процессе бурения выход из целевого горизонта в вышележащий непродуктивный пласт, зачастую, виден только по результатам ГФИ.

Проанализировав скважины, где по результатам ГФИ определен выход из пласта в вышележащий горизонт, было обнаружено, что в некоторых скважинах на границе между пластами отмечается резкое, неконтролируемое изменение зенитного угла с интенсивностью до 3° на 10 м – падение при движении вверх и рост при движении вниз.

Это явление или, как его называют «отскок», возникает из-за пересечения границы между породами с разной плотностью – долоту проще идти между размытой поверхностью терригенных отложений и вышележащими карбонатами по пути наименьшего сопротивления.

Целевой горизонт характеризуется монолитностью строения. Таким образом, когда встречается такое изменение параметров бурения, можно с уверенностью утверждать, что выходим в кровлю пласта, и своевременно откорректировать профиль скважины.

Процесс корректировки профиля выглядит следующим образом: 50 м ГУ было проведено вне продуктивного горизонта, только после роста гаммы было принято решение о корректировке профиля (рис. 2). В результате 100 м ГУ было проведено в неколлекторе.

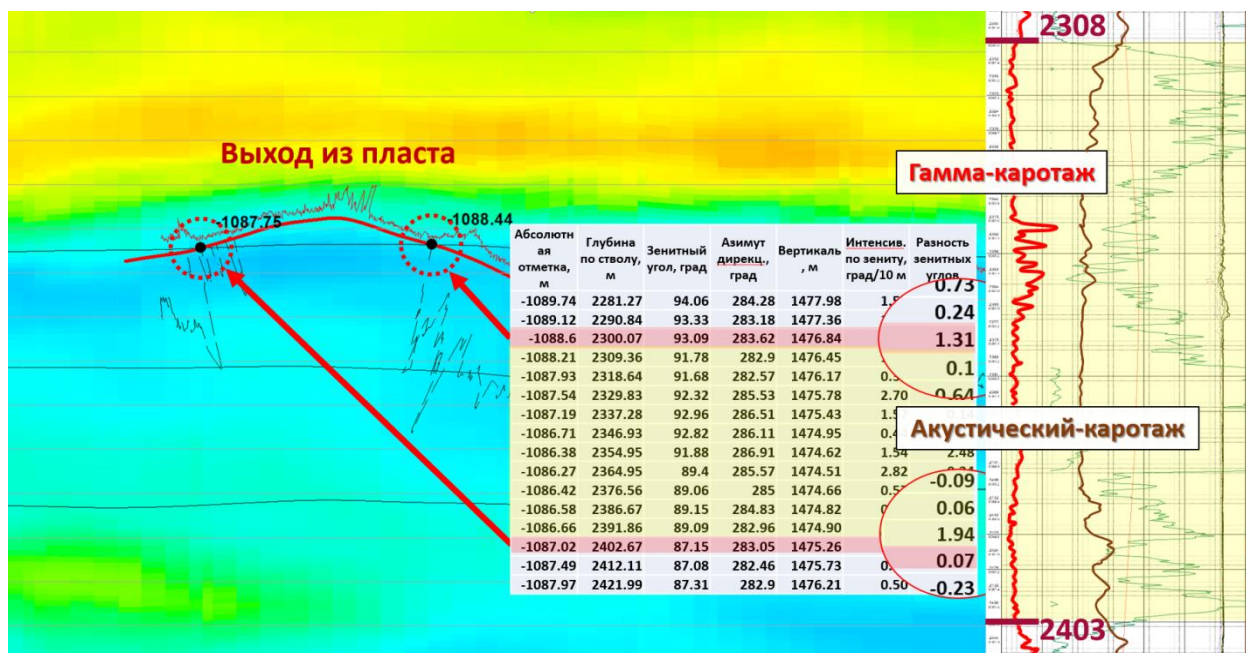


Рис. 2. Модель корректировки профиля по скважине 1

При применении указанной методики было бы принято оперативное решение о корректировке профиля, что позволило бы в несколько раз сократить протяженность ГУ, вскрывшего неколлектор.

Выводы

Найдены дополнительные косвенные признаки, которые можно использовать для определения кровли пласта В5 в процессе бурения. Это явление возникает из-за пересечения границы между породами с разной плотностью.

1. Определена взаимосвязь между техническими характеристиками бурения и геологией. Каждый метр горизонтального ствола, пробуренный вне целевого интервала, – это потерянная инвестиция. Кроме того, любой выход за пределы коллектора означает бурение в слоях с другими геомеханическими свойствами, что может значительно повысить риски.

2. Таким образом предлагаемый метод улучшения качества проводки в некоторых случаях позволит повысить качество бурения горизонтальных участков при ограниченном объеме данных, особенно в маломощных нефтенасыщенных толщинах.

Литература

1. СТО 234. Бурение удлинения и ответвления. Сургут: Сургутнефтегаз, 2017. 69 с.
2. Технологическая схема разработки Ленского НГКМ, 2021.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЯЗКОСТИ СМЕСЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Володина Е.Е.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,

РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

E-mail: lenavolodina908@gmail.com

Ключевые слова: вязкость углеводородной смеси, метод Лоренца–Брея–Кларка, энергия Гиббса, метод прямой минимизации энергии

В настоящей работе рассматривается возможность применения метода прямой минимизации энергии совместно с моделью Лоренца–Брея–Кларка для расчета плотности и вязкости многокомпонентных углеводородных смесей.

Вязкость является важным физическим свойством, определяющим закономерности фильтрации флюида в поровом пространстве. Метод прогнозирования вязкости должен обладать достаточной для инженерных целей точностью и быть удобным в использовании. В лабораторном эксперименте не всегда возможно получить требуемые данные, к тому же его проведение часто является дорогостоящим. Большую популярность приобретает теоретическое прогнозирование, которое позволяет численно моделировать течение флюидов в поровом пространстве в широком диапазоне термобарических условий. Именно поэтому в нефтегазовой области востребована разработка моделей, способных с достаточной точностью воспроизводить фазовые переходы и прогнозировать физические свойства углеводородных смесей.

Одним из самых известных и наиболее используемых на практике методов прогнозирования вязкости является метод Лоренца–Брея–Кларка (ЛВС), позволяющий по известному составу углеводородной смеси, ее плотности и термобарическим условиям предсказать значение вязкости как для жидкой фазы, так и для газовой [1–3]. Целью настоящей работы является демонстрация возможности использования метода прямой минимизации энергии многокомпонентной системы в сочетании с моделью Лоренца–Брея–Кларка для прогноза значений плотности и вязкости углеводородных смесей. Оценка точности осуществлялась путем сравнения полученных в расчетах плотностей и вязкостей с экспериментальными значениями [3–5].

Автором настоящей работы создан программный комплекс в среде GNU Octave, с помощью которого по известному составу смеси, параметрам отдельных компонентов, термобарическим условиям можно рассчитать количество фаз в равновесии, их состав, плотность, а также вязкость методом ЛВС. Данная работа позволяет сделать выводы о применимости метода прямой минимизации энергии в сочетании с методом ЛВС для расчета параметров фазового равновесия, плотности и вязкости углеводородных смесей.

Для определения параметров парожидкостного равновесия в настоящей работе применен алгоритм, основанный на использовании метода прямой минимизации энергии Гиббса многофазной многокомпонентной системы. Для расчета энергии Гиббса используется уравнение состояния Пенга—Робинсона. Основной особенностью данного метода является сведение нелинейной задачи минимизации энергии системы к задаче линейного программирования [6]. Зная общий состав смеси, параметры отдельных компонентов и соответствующие

термобарические условия, можно определить количество фаз, находящихся в равновесии, их доли и состав, а также мольные объемы. Для уточнения полученных значений мольных объемов вводится поправка, так называемый «шифт-параметр» [1, 2]. Далее производится расчет плотности и вязкости фаз.

Эмпирическая корреляция LBC для определения вязкости насыщенной нефти по ее составу и термобарическим условиям задается следующим образом:

$$((\mu_{mix} - \mu_0)\varepsilon + 10^{-4})^{\frac{1}{4}} = \alpha_0 + \alpha_1\rho_{pr} + \alpha_2\rho_{pr}^2 + \alpha_3\rho_{pr}^3 + \alpha_4\rho_{pr}^4, \quad (1)$$

где μ_{mix} [ср] – вязкость фазы, μ_0 [ср] – параметр сдвига, а $\rho_{pr} = \rho/\rho_c$ – приведенная плотность, где $\rho_c = 1/V_c$ – критическая плотность смеси, V_c – критический мольный объем, ρ – плотность смеси при рассматриваемых термобарических условиях.

Коэффициенты, входящие в состав выражения, были скорректированы для интервала значений приведенной плотности от 0,02 до 3 при применении исходного уравнения (1) для одиннадцати чистых соединений, среди которых аргон, азот, кислород, углекислый газ, диоксид серы, метан, этан, пропан, и-бутан, н-бутан и н-пентан. Используются следующие значения коэффициентов α_i : $\alpha_0 = 0,1023$, $\alpha_1 = 0,023364$, $\alpha_2 = 0,058533$, $\alpha_3 = -0,040758$, $\alpha_4 = 0,0093324$.

Корреляция Лоренца–Брея–Кларка обладает рядом недостатков. Следует отметить, что результаты, полученные в ходе расчета по методу LBC для многокомпонентных смесей, могут сильно расходиться с экспериментальными значениями в силу того, что коэффициенты α_i были выведены лишь для одиннадцати чистых соединений [7]. Также данный метод очень чувствителен к расчетной плотности смеси, так как исходная формула (1) представлена многочленом шестнадцатой степени относительно приведенной плотности. Это может привести к большим отклонениям от экспериментальных данных для высоковязких жидкостей.

В результате вычислительных экспериментов были рассчитаны параметры фазового равновесия, а также значения вязкости для 13 бинарных смесей, состоящих из углеводородов парафинового ряда (от метана до эйкозана) и диоксида углерода. Для однофазного (жидкого и газового) состояния проводился анализ отклонений прогнозируемых значений коэффициента вязкости (в ряде случаев и значения плотности) от экспериментальных данных [3–5]. Для двухфазного состояния исследовалась зависимость отношения вязкости фаз от состава смеси, а также термобарических условий.

Были получены следующие результаты:

1. Прогноз мольных долей компонентов с помощью метода прямой минимизации энергии Гиббса для жидкой фазы выполняется с точностью до 10 %, для газовой фазы относительные отклонения не превышают 1 %, что говорит о достаточно высокой точности данного метода. Полученный результат можно объяснить особенностями используемого для расчета энергии Гиббса уравнения состояния Пенга–Робинсона, которое хуже описывает свойства жидкой фазы, чем газовой. Также стоит отметить, что точность прогноза мольных долей компонентов в жидкой фазе при фиксированной температуре понижается с понижением давления.

2. Корректировка рассчитанных мольных объемов с использованием «шифт-параметра» позволила существенно улучшить прогноз как плотности, так и вязкости углеводородной смеси.

3. Прогноз коэффициента вязкости по модели Лоренца–Брея–Кларка для углеводородов, содержащих до восьми молекул углерода, выполняется с точностью до 10 % как для однофазного жидкого, так и однофазного газового состояния. Для смесей, в состав которых входят более тяжелые компоненты, наблюдается рост отклонений (рис. 1).

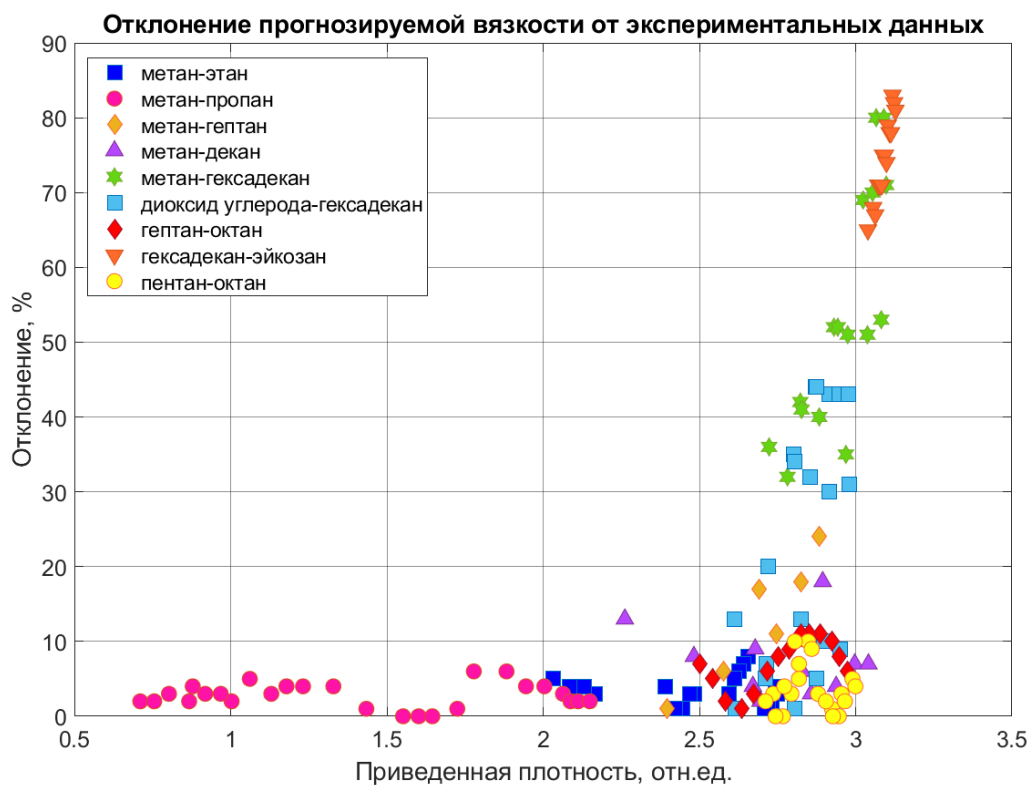


Рис. 1. Зависимость отклонений прогнозируемой вязкости от приведенной плотности

4. Установлено, что прогноз коэффициента вязкости для асимметричных смесей выполняется с меньшей точностью, чем для смесей, содержащих компоненты с близкой молярной массой (рис. 1).

5. Для ряда смесей при низких температурах (до 300 К) прогноз вязкости выполняется с меньшей точностью. В большинстве рассмотренных случаев наблюдается рост отклонений с ростом давления.

6. Была проведена проверка гипотезы о необходимости введения поправки к вычисляемому критическому мольному объему тяжелой фракции для улучшения прогноза вязкости углеводородной смеси. В результате численных экспериментов не удалось выявить преимущества использования данной поправки.

7. Для смесей, находящихся в двухфазном состоянии, исследована зависимость отношения вязкостей фаз от состава смеси и термобарических условий. Показано, что отношение вязкостей падает с ростом давления и температуры и растет с утяжелением компонентов смеси.

Выводы

Таким образом, использование метода прямой минимизации энергии Гиббса в сочетании с моделью Лоренца–Брея–Кларка позволяет с хорошей точностью (отклонения не превышают

10%) прогнозировать значения плотности и вязкости для бинарных углеводородных смесей, в состав которых входят компоненты, содержащие до восьми молекул углерода. Для расчета вязкости смесей, содержащих более тяжелые компоненты, необходимо корректировать коэффициенты при приведенной плотности в модели Лоренца–Брея–Кларка с использованием экспериментальных значений.

Литература

1. *Danesh A.* PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Amsterdam: Elsevier, 1998. 388 p.
2. *Turek A.* Equations of state and PVT analysis. Houston, TX: Gulf Publishing, 2007. 553 p. <https://doi.org/10.1016/c2013-0-15511-0>
3. *Kashefi K., Chapoy A., Bell K., Tohidi B.* Viscosity of binary and multicomponent hydrocarbon fluids at high pressure and high temperature conditions: Measurements and predictions // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 112. P. 153–160. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.10.021>
4. *Diller D.E.* Measurements of the viscosity of compressed gaseous and liquid methane+ ethane mixtures // *Journal of Chemical & Engineering Data*. 1984. Vol. 29, No. 2. P. 215–221. <https://doi.org/10.1021/je00036a035>
5. *Stanwix P. L., Locke C.R., Hughes T.J.* et al. Viscosity of $\{x \text{ CH}_4 + (1-x) \text{ C}_3\text{H}_8\}$ with $x = 0.949$ for temperatures between (200 and 423) K and pressures between (10 and 31) MPa // *Journal of Chemical & Engineering Data*. 2015. Vol. 60, No. 1. P. 118–123. <https://doi.org/10.1021/je500857w>
6. *Исаева А.В., Доброжанский В.А., Хакимова Л.А., Подладчиков Ю.Ю.* Численное моделирование фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных систем с помощью прямой минимизации энергии // *Газовая промышленность*. 2021. № 2(812). С. 20–29.
7. *Zéberg-Mikkelsen C.K.* Viscosity study of hydrocarbon fluids at reservoir conditions: Modeling and measurements: Ph.D. thesis. Technical University of Denmark, 2001. 366 p.

ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД БАШКИРСКОГО ЯРУСА НА ТЕРРИТОРИИ ДАЛЬНОГО САРАТОВСКОГО ЗАВОЛЖЬЯ

Воронков И.Р.

АО «НВНИИГГ», РФ, 410012, г. Саратов, ул. Московская, д. 70

E-mail: voronkov-ilia@list.ru

Горные породы под действием внешнего давления способны изменять свой объем вследствие упругости. Уменьшение их объема характеризуется коэффициентом сжимаемости β . Согласно модели В.М. Добрынина [1] изменение объема пор при изменении пластового давления определяется двумя факторами: изменением пористости скелета и изменением объема глинистых минералов. Поскольку минеральный скелет карбонатных пород-коллекторов имеет низкую степень сжимаемости, то изменение их физических свойств под воздействием эффективного давления происходит за счет деформации порового пространства. Известно, что при разработке нефтегазовых месторождений происходит снижение пластового давления, что, в свою очередь, вызывает рост эффективного давления. Возрастание эффективного давления влияет на физические и коллекторские свойства пород [2, 3]. Поэтому значение экспериментов, направленных на изучение процессов сжимаемости, нельзя недооценивать, тем более, что самым надежным источником данных о сжимаемости породы служат прямые измерения физических свойств образцов керна при термобарических условиях, моделирующих пластовые.

Данная работа проводилась с целью изучения влияния эффективного давления на изменение физических свойств карбонатных пород башкирского яруса на территории Дальнего Саратовского Заволжья в процессе разработки месторождения. Исследования проводились на стандартно подготовленных образцах (ГОСТ 26450.0-85) правильной цилиндрической формы с использованием прибора «УИК-4(5)» производства ООО «Гло-Бел нефтесервис». Принцип действия «УИК-4(5)» заключается в создании в кернодержателе пластовых условий (с возможностью их изменения в ходе эксперимента) и определении основных характеристик керна при этих условиях. Определение коэффициента сжимаемости породы было проведено на 10 образцах керна, отобранных из известняков башкирского яруса среднего карбона. По классификации К.И. Багринцевой [4] породы относятся к коллекторам VI–I классов (с пористостью от 10,8 % до 20,9 %), при этом наибольшее распространение получили породы со средней полезной емкостью и средними фильтрационными свойствами (коллекторы V–III классов). На каждом образце проводились две серии экспериментов: В первой серии экспериментов при комнатной температуре (25 °С) давление всестороннего сжатия ступенчато увеличивали с 11 Мпа до 60 Мпа, а поровое (пластовое) давление поддерживали на уровне 10 Мпа. Таким образом, эффективное давление ступенчато поднималось с 1 МПа до 50 МПа, особое внимание было уделено ступени, где $R_{эф}$ было равно заданному (35,8 МПа). На каждой ступени эффективного давления определяли скорости распространения упругих волн, удельное сопротивление образцов, а также изменения объема их порового пространства. Вторая серия экспериментов проводилась при заданной пластовой температуре (59 °С). При этом эффективное давление ступенчато снижалось с 50 МПа до 1 МПа. На каждой ступени также определяли скорости распространения упругих волн, удельное сопротивление образцов и изменение объема порового пространства.

Для количественной оценки значений пористости в пластовых условиях по значениям пористости, определенных в атмосферных условиях, построена эмпирическая зависимость. Результаты экспериментов показали, что основным фактором, влияющим на изменение пористости изученной коллекции образцов в термобарических условиях, является эффективное давление, в то время как влияние температуры не оказывает значимого воздействия на исследованные образцы горных пород.

Полученные экспериментальные данные показали, что рост температуры с 25 °С до 59 °С совместно с возрастанием эффективного давления с 1 МПа до 35,8 МПа уменьшает объем образца в среднем на 0,143 см³. Возрастание эффективного давления с 1 МПа до 50 МПа при одновременном увеличении температуры с 25 °С до 59 °С уменьшает объем образца в среднем на 0,158 см³.

Для планирования разработки месторождений существенное значение имеет изменение флюидонасыщенного объема коллектора в процессе разработки. Относительное уменьшение коэффициента сжимаемости при достижении эффективного давления 35,8 МПа составило 74 %, а при достижении эффективного давления 50 МПа – 79 %. Рост температуры до пластовых значений снизил коэффициент сжимаемости в среднем на 4 %, что изображено на рис. 1а.

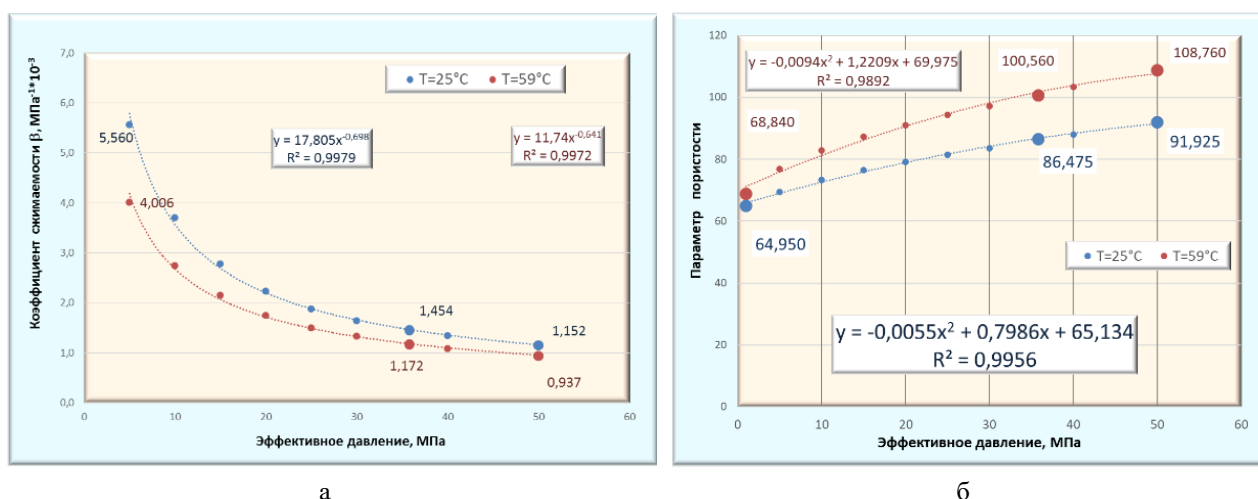


Рис. 1. Зависимость коэффициента сжимаемости (а) и параметра пористости (б) от эффективного давления

Повышение температуры пласта вызывает тепловое расширение породообразующего минерала (кальцита) и приводит к небольшим изменениям пористости. Бóльшее влияние нагревание оказывает на сопротивление растворов, насыщающих поровое пространство горных пород. Наиболее часто для определения пористости используются данные электрического каротажа, по которым можно рассчитать величину параметра пористости (Pp) как отношение УЭС водонасыщенной горной породы и УЭС насыщающего раствора. Среднее значение параметра пористости в процессе увеличения эффективного давления с 1 МПа до 35,8 МПа при постоянной температуре 25°С (рис. 1б) выросло с 64,950 до 86,475 (или на 33 %), что позволяет оценить в первом приближении его изменения величиной 0,95 % при изменении эффективного давления на 1 МПа. Рост эффективного давления с 1 МПа до 50 МПа (при температуре 25 °С) вызвал увеличение параметра пористости с 64,950 до 91,925 (или на 42 %), что позволяет оценить его изменения величиной 0,85 % при изменении эффективного давления на 1 МПа. Увеличение

температуры с 25 °С до 59 °С увеличивает средние значения параметра пористости на ступени 35,8 МПа с 86,475 до 100,560 (на 16 %), то есть происходит рост параметра пористости на 0,47 % с увеличением температуры на 1 °С. На ступени эффективного давления, равной 50 МПа, повышение температуры на 31 °С увеличивает параметр пористости с 91,925 до 108,760 (на 18 %), то есть на данной ступени параметр пористости с повышением температуры на 1 °С увеличивается на 0,53 %. Согласно рис. 1б при моделировании термобарических пластовых условий в образцах происходит увеличение параметра пористости с возрастанием эффективного давления и ростом пластовой температуры.

Данные акустического каротажа, в частности, определение интервального времени (Δt_p) прохождения упругой продольной волной расстояния в один метр, часто используются в практике оценки пористости коллекторов. Изменения среднего значения интервального времени при росте эффективного давления до 35,8 МПа (рис. 2) составили 22 мкс/м (приблизительно 0,065 мкс/м при изменении $R_{эфф}$ на 1 атм). Рост эффективного давления с 1 МПа до 50 МПа изменяет среднее значение интервального времени на 23 мкс/м. То есть разница между интервальным временем, замеренном при $R_{эфф}$, равном 35,8 МПа и 50 МПа, составила всего 1 мкс/м (приблизительно 0,0071 мкс/м при изменении $R_{эфф}$ на 1 атм). Таким образом, интервальное время (Δt_p) прохождения продольной волной расстояния в 1 метр в диапазоне значений $R_{эфф}$ 36–50 МПа в 10 раз меньше, чем в диапазоне значений $R_{эфф}$ 1–35,8 МПа. Изменения интервального времени от температуры можно оценить величиной 0,118 мкс/м на один градус изменения температуры при эффективном давлении в 35,8 МПа. Среднее значение скоростей продольных волн (V_p) при росте эффективного давления с 1 до 35,8 МПа (рис. 2) увеличилось с 4,752 до 4,826 км/с (или 0,074 км/с), что в первом приближении составляет 0,0021 км/с при изменении эффективного давления на 1 атм. Рост эффективного давления с 35,8 МПа до 50 МПа увеличивает среднее значение скоростей продольных волн (v_p) на 0,092 км/с (то есть, приблизительно 0,00045 при изменении $R_{эфф}$ на 1 атм с 35,8 МПа до 50 МПа). Средние значения скоростей продольных волн при разных температурах отличаются друг от друга на 0,0923 км/с. При перепаде температур 34 °С изменения скоростей продольных волн от температуры можно оценить величиной 0,0027 км/с при изменении температуры на один градус.

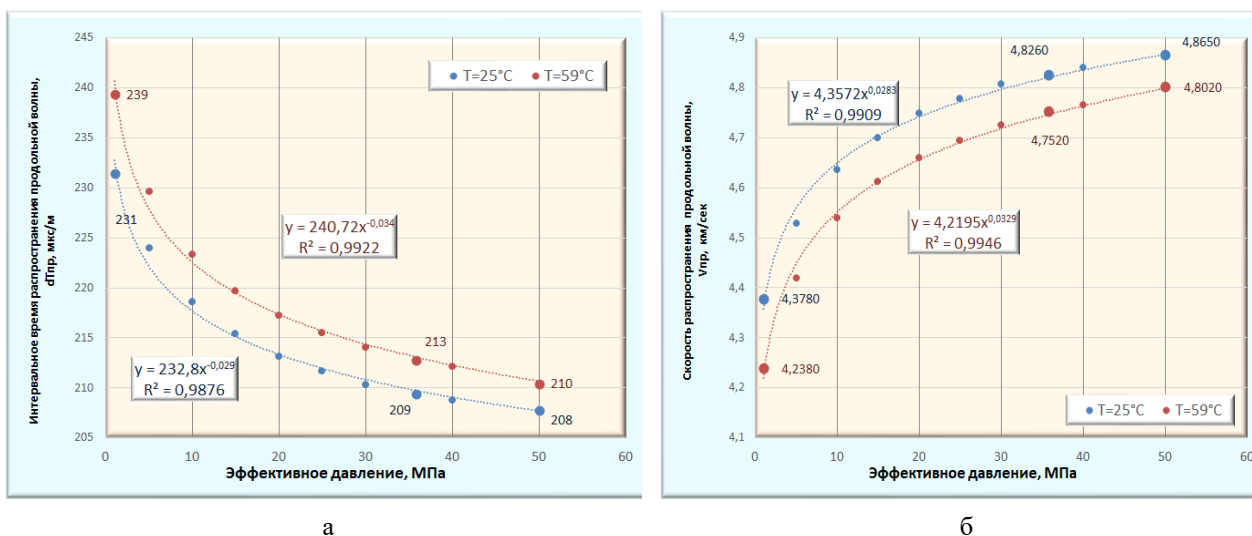


Рис. 2. Зависимость интервального времени (а) и скорости продольной волны (б) от эффективного давления при температуре 25 ° и 59 °С

В результате испытаний:

- были получены экспериментальные данные об изменениях ряда физических свойств коллектора в зависимости от изменений эффективного давления в пласте;
- было установлено, что повышение температуры пласта вызывает тепловое расширение породообразующего минерала (кальцита) и приводит к небольшим изменениям их пористости в сторону увеличения (для высокочемких образцов пород);
- было установлено, что происходит увеличение параметра пористости с возрастанием эффективного давления и ростом пластовой температуры;
- были получены зависимости интервального времени от эффективного давления.

Литература:

1. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика: Учебник для вузов. М.: Недра, 1991. 144 с.
2. *Григорьев Б.В., Шубин А.А.* Влияние изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Т. 1, № 2(2). С. 15–21.
3. *Жуков В.С., Иванов П.Ю.* Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Кириного месторождения) // Вести газовой науки. 2015. № 4(24). С. 144–148.
4. *Багринцева К.И.* Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 255 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ И ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ CO₂ С ПЛАСТОВОЙ ВОДОЙ И ПОРОДОЙ КОЛЛЕКТОРА

Гарифуллина Ч.А.^{1*}, Климов Д.С.²

1 – Альметьевский государственный нефтяной институт,
РФ, 423462, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*E-mail: *chulpgarifullina@gmail.com*

Среди технологий утилизации диоксида углерода на сегодняшний день наиболее развиты проекты по закачке CO₂ в пласт для повышения нефтеотдачи или подземного захоронения [1]. Минерализованные водоносные пласты, базальтовые породы, истощенные нефтяные и газовые месторождения и непригодные для разработки угольные пласты признаны оптимальными для хранения CO₂ [2, 3]. Одним из важнейших вопросов при геологическом захоронении углекислого газа и закачки диоксида углерода для повышения нефтеотдачи является взаимодействие CO₂ с пластовой водой и минералами породы в пластовых условиях, так как закачка диоксида углерода приводит к нарушению равновесия и иницированию различных реакций, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Целью данной работы является экспериментальное исследование процессов, протекающих в системе «пластовая вода – CO₂ – порода» с учетом минерального состава керна и пластовой воды, пластовых условий для прогнозирования процессов, протекающих в пласте как в терригенных, так и карбонатных породах. В работе представлены и проанализированы результаты геохимических экспериментов по взаимодействию пластовой воды, насыщенной диоксидом углерода, с дробленным кернавым материалом различного литологического состава и характера насыщения, а также результаты эксперимента по взаимодействию консолидированных стандартных образцов керна с пластовой водой, насыщенной углекислым газом в кернадержателе с использованием обвязки для фильтрационных экспериментов. На основе полученных результатов экспериментов и результатов анализа минералогического состава образцов керна до и после эксперимента предложена поэтапная методика моделирования геохимических процессов, протекающих при насыщении пластовой воды диоксидом углерода и ее взаимодействии с породой коллектора.

Эксперименты заключались в длительной выдержке образцов керна с насыщенной углекислым газом пластовой водой при пластовых условиях. Карбонизированная вода подготавливалась путем насыщения пластовой воды, отобранной на скважине, рассчитанным объемом углекислого газа при пластовых условиях, с дальнейшим перемешиванием и выдерживанием для достижения равновесия.

В каждом эксперименте анализировался состав исходной пластовой воды, карбонизированной воды до и после взаимодействия с кернавым материалом. Полученные результаты изменения состава пластовой воды на каждом этапе сопоставлялись с результатами анализа минерального состава образцов керна до и после эксперимента.

В качестве примера в табл. 1 приведены результаты анализа воды на различных этапах одного из экспериментов с водонасыщенным песчаником. В табл. 2 приведены результаты анализа минерального состава образцов керна до и после эксперимента.

Таблица 1. Результаты анализа состава пластовой воды в эксперименте с водонасыщенным песчаником

Компоненты	Пластовая вода, мг/л	Вода после насыщения, мг/л	Вода после реактора, мг/л
HCO ₃ ⁻	111,63	136,03	1174,86
SO ₄ ²⁻	712,05	793,60	731,12
Cl ⁻	172610,9	170140,8	163648,33
Ca ²⁺	15647,2	14036	15005,95
Mg ²⁺	4827,61	4498,72	4689,36
Na ⁺ +K ⁺	115959,97	115535,71	113120,77
Железо общее	4,83	17,59	31,95
pH при 20,2 °С	6,01	4,75	5,96
Минерализация общая	309869,36	305140,86	303370,39

Таблица 2. Результаты анализа минерального состава керна в эксперименте с водонасыщенным песчаником

Состав керна до эксперимента		Состав керна после эксперимента	
Минерал	Содержание, %	Минерал	Содержание, %
Галит	<1	Галит	2
Кальцит	1	Кальцит	<1
Каолинит	2	Каолинит	1
Мусковит	3	Пирит	<1
Кварц	93	Кварц	96

По результатам анализа воды и минерального состава керна отмечаются согласованные процессы растворения карбонатного цемента и осаждения хлоридов.

Следующим этапом работы была настройка методики моделирования проведенных экспериментов в гидрогеохимическом пакете PHREEQC.

Гидрогеохимическое моделирование является обязательным инструментом для исследования поведения растворов и минералов при высоких (пластовых) термобарических условиях. Задача моделирования состояла в воспроизведении и интерпретации полученных результатов лабораторных экспериментов применительно к физико-химическим процессам, протекающим в пластовых условиях. При этом в качестве контрольных данных использовались анализы химического состава воды и минерального состава образцов пород, выполняемые в атмосферных условиях.

Предложенная в работе поэтапная методика моделирования взаимодействия «пластовая вода – CO₂ – порода» (рис. 1) с применением гидрогеохимического симулятора PHREEQC позволяет с хорошей точностью воспроизводить экспериментальные результаты и анализировать соответствующие им физико-химические явления. Обеспечивается корректная интерпретация лабораторных данных, используемых в качестве входных параметров для настройки модели.

При этом необходимо моделировать не только основные исследуемые процессы, но и вспомогательные, обусловленные спецификой лабораторных анализов.

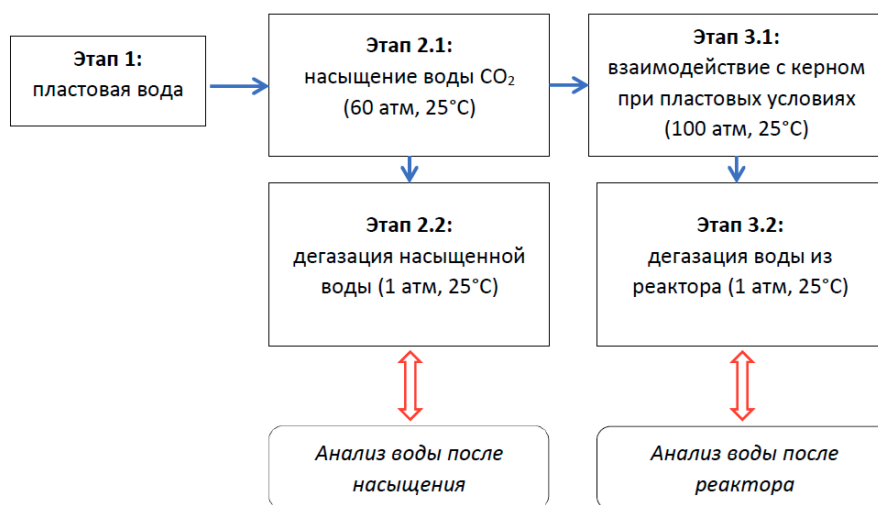


Рис. 1. Поэтапная методика моделирования экспериментов по взаимодействию воды с CO₂ и минералами породы

В табл. 3 приведены результаты моделирования состава пластовой воды на различных этапах эксперимента с водонасыщенным песчаником по методике, представленной на рис. 1.

Таблица 3. Сравнение экспериментального, модельного (этап 3.1) и модельного дегазированного (этап 3.2) составов воды после взаимодействия с минералами для эксперимента с водонасыщенным песчаником

Компоненты	Гибридный начальный состав, мг/л	Экспериментальный состав, мг/л	Итоговый модельный состав (этап 3.1), мг/л	Итоговый модельный дегазированный состав (этап 3.2), мг/л
HCO ₃ ⁻	22429,48	1174,86	28531,08	295,38
SO ₄ ²⁻	793,57	731,12	793,57	793,57
Cl ⁻	170140,8	163648,33	173684,25	171982,50
Ca ²⁺	14035,32	15005,95	18043,12	16868,83
Mg ²⁺	4498,72	4689,36	4496,43	4493,99
Na ⁺ +K ⁺	115742,48	113120,77	112841,44	111737,92
Железо общее	17,59	31,95	17,59	17,59
pH	2,74	5,96	3,87	5,13

Для корректного сравнения модельных и экспериментальных составов на разных этапах исследований необходимо приводить модельные растворы расчетным путем к условиям отбора проб и проведения лабораторных анализов, осуществляя дегазацию до атмосферного давления. Это позволяет исключить повышенное содержание гидрокарбонат-ионов и получить полную картину растворения/осаждения минеральных компонентов на соответствующей стадии эксперимента.

Моделирование контакта карбонизированной пластовой воды с минералами пород в проведенных исследованиях при 100 атм демонстрирует активные процессы растворения

кальцита, галита, доломита, в отдельных случаях гипса и выпадения в осадок мусковита. При этом пирит не претерпевает значительных изменений относительно начальных концентраций. При последующем моделировании дегазации раствора до 1 атм могут происходить как обратные процессы выпадения в осадок кальцита и галита, так и дальнейшее растворение доломита. На стадии дегазации также отмечается активное растворение пирита, не проявляющееся при высоких термобарических условиях.

Если стадия взаимодействия карбонизированной пластовой воды с минералами при высоком давлении соответствует пластовым процессам, то стадия дегазации раствора частично отражает возможные процессы в стволах и на устьях скважин при снижении давления.

Исследования проводятся в рамках финансирования АГНИ по договору с ПАО «Татнефть» и выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800272-4).

Литература

1. *Гарифуллина Ч.А., Индрунский И.М., Ибрагимов И.И., Дроздов А.Н.* Оценка себестоимости потенциальной технологии утилизации CO₂ с генерацией экологически чистых энергоносителей в сравнении с существующими технологиями утилизации // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 1–12. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200741>
2. *Осинов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С.* и др. Механизмы и варианты утилизации и захоронения углекислого газа в недрах // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 4. С. 40–53. <https://10.32454/0016-7762-2022-64-4-40-53>
3. *Siqueira T.A., Iglesias R.S., Ketzer J.M.* Carbon dioxide injection in carbonate reservoirs – a review of CO₂-water-rock interaction studies // Greenhouse Gases: Science and Technology. 2017. Vol. 7, No. 5. P. 802–816. <https://doi.org/10.1002/ghg.1693>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СНИЖЕНИЯ СТЕПЕНИ РАСТВОРЕНИЯ КАРБОНАТНОЙ ПОРОДЫ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ

Давлетшина Л.Ф. *, Мерзляков К.К., Петрушенко Д.И.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *luchiad@mail.ru

Ключевые слова: солянокислотная обработка, адсорбция, поверхностно-активные вещества, степень растворения

Кислотные обработки (КО) скважин являются одним из наиболее эффективных методов интенсификации нефтедобычи. КО связаны с воздействием на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью восстановления и увеличения проницаемости. Эффективность проведения КО на отдельной скважине снижается с каждой последующей операцией из-за быстрой выработки кислоты и отсутствием влияния на более удаленные участки ПЗП. В целях увеличения эффективности и площади охвата КО используются различные замедлители, которые в основном представляют собой поверхностно-активные вещества (ПАВ). Для проведения кислотных обработок обычно используют кислотные составы на основе соляной кислоты в различных концентрациях до 15 %масс. Изучение влияния концентрации кислоты на эффективность ПАВ в качестве замедлителя реакции с карбонатной породой являлось основной целью данного исследования. Эффект замедления основан на адсорбции ПАВ на поверхности породы с образованием защитной пленки, которая замедляет доступ кислоты к породе [1].

В работе использовались кислотные составы на основе 5, 10, 15 % (масс.) соляной кислоты с добавкой ПАВ различных классов: амфолитного Бетаина, катионного ГФД, анионного Нефтенол ВВД в концентрациях 0,01; 0,05; 0,1; 1; 2; 5 % (масс.).

Для проведения опыта были измерены масса m_1 и площадь боковой поверхности кубика. Далее готовились растворы соляной кислоты с добавкой ПАВ объемом, в 2,5 раза превышающим площадь поверхности кубика. Кубик помещался в открытый стакан ($P = 1$ атм) с раствором на 30 мин. Опыты проводились при 20 °С. После этого кубик сушили, фиксировали массу m_2 после опыта и находили степень растворения по формуле:

$$\alpha = \frac{m_1 - m_2}{m_1} * 100 \%$$

В результате были получены зависимости степени растворения от концентрации ПАВ – данные представлены на рис. 1–3.

Как можно заметить, все кривые можно разбить на 2 участка – линейное снижение степени растворения в области концентраций ПАВ до 0,1 %масс. и нелинейное снижение в области концентраций выше. Ввиду этого, данные графики были описаны линейными и степенными зависимостями соответственно. Результаты представлены в табл. 1. Коэффициенты данных уравнений (выделены жирным цветом в табл. 1) являются косвенным показателем эффективности применения данных ПАВ в растворах соляной кислоты.

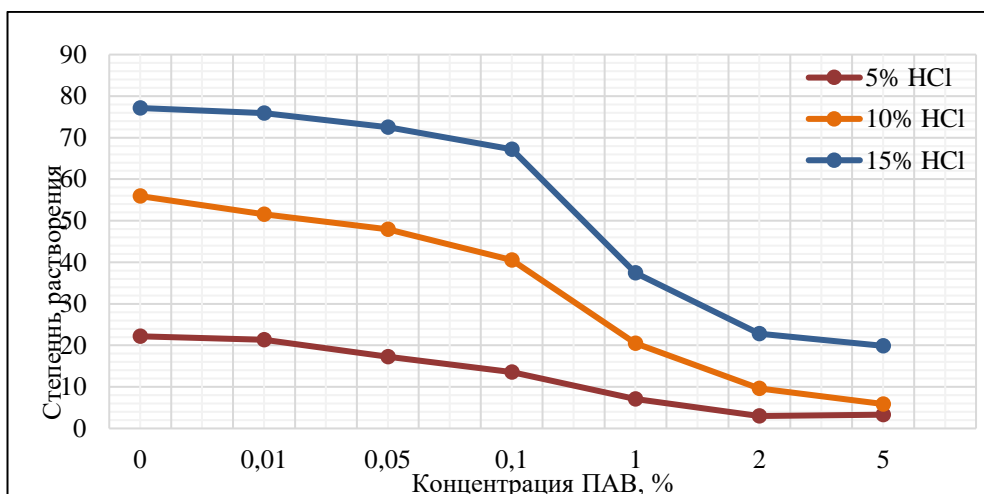


Рис. 1. Зависимость степени растворения карбонатной породы в растворах соляной кислоты от концентрации амфолитного ПАВ Бетаин

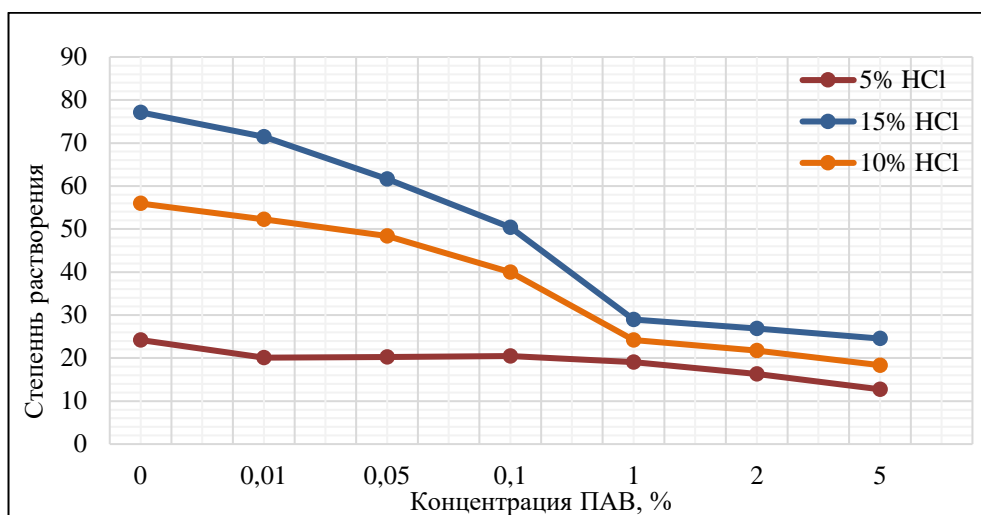


Рис. 2. Зависимость степени растворения карбонатной породы в растворах соляной кислоты от концентрации катионного ПАВ ГФД

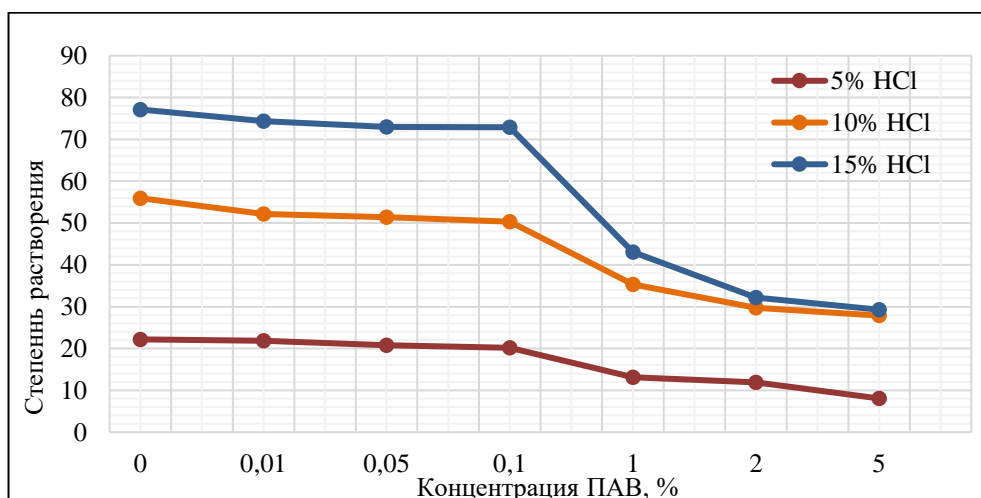


Рис. 3. Зависимость степени растворения карбонатной породы в растворах соляной кислоты от концентрации анионного ПАВ ВВД

Таблица 1. Коэффициенты зависимостей убыли степени растворения при повышении концентрации ПАВ

	до 0,1 $y=kx+b$				больше 0,1, $y=kx^b$			
	С HCl, %масс.	k	b	R ²	С HCl, %масс.	k	b	R ²
Бетаин	5 %	-87,36	22,07	0,99	5 %	5,56	-0,40	0,87
	10 %	-140,94	54,62	0,96	10 %	14,72	-0,49	0,93
	15 %	-97,24	77,09	1,00	15 %	32,68	-0,32	0,96
ГФД	5 %	-1,036	-0,12	0,52	5 %	21,69	-0,32	0,82
	10 %	-5,18	62,08	0,95	10 %	38,56	-0,55	0,98
	15 %	-9,00	87,66	0,98	15 %	47,24	-0,52	0,94
ВВД	5 %	-1,32	25,04	0,92	5 %	20,49	-0,61	0,94
	10 %	-1,76	56,85	0,87	10 %	49,31	-0,44	0,98
	15 %	-1,41	77,85	0,84	15 %	71,08	-0,68	0,99

При рассмотрении коэффициентов в области до 0,1 % ПАВ – еще не наступает критическая концентрация мицеллообразования (ККМ), поэтому в этой области происходит адсорбция отдельных молекул ПАВ – кроме ПАВ Бетаин, критическая концентрация мицеллообразования значительно ниже. Эффективность снижения степени растворения для Нефтенола ВВД практически не снижается, что говорит о слабой адсорбции отдельных молекул из-за одноименных зарядов на карбонатной породе и ПАВ. ПАВ ГФД эффективнее снижает степень растворения в области 10–15 % HCl, ввиду увеличения ионной силы раствора увеличивается и диссоциация катионного ПАВ, и, следовательно, адсорбированных молекул на поверхности карбоната становится больше, образуя защитный слой. Бетаин даже при малых концентрациях кислоты проявляет лучшие свойства по снижению степени растворения, по сравнению с предыдущими ПАВ. При 15 % концентрации кислоты наблюдается повышение степени растворения.

При рассмотрении коэффициентов в области свыше 0,1 % ПАВ наступает ККМ, эффективность снижения степени растворения значительно повышается. Наиболее эффективны катионные ПАВ в кислотных растворах на основе 10 % (масс.) соляной кислоты, анионный ПАВ ВВД – наоборот, наименее эффективен при данной концентрации. Данное явление может быть объяснено зависимостью активности соляной кислоты от ее концентрации. При изменении активности соляной кислоты происходит изменение pH раствора, который оказывает влияние на адсорбцию и закрепление ПАВ на поверхности породы. Так для катионных ПАВ понижение pH способствует более прочной адсорбции на поверхности, для анионных ПАВ – способствует адсорбции, но не закреплению ПАВ на поверхности породы.

В результате исследования было показано, что для катионных ПАВ в области низких концентраций эффективность их замедляющего действия возрастает с повышением концентрации кислоты. В области высоких концентраций влияние соляной кислоты имеет более сложный характер, так как наблюдается повышение, а затем снижение эффективности для катионных ПАВ и обратная зависимость для анионных ПАВ.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 г. в рамках программы развития НЦМУ.

Литература:

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А. и др. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие. М.: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 119 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЛОИДНЫХ ФРАКЦИЙ НЕФТИ МЕТОДОМ АНАЛИЗА ТРАЕКТОРИЙ НАНОЧАСТИЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЖИМА АВТОФОКУСИРОВКИ

Дешабо В.А.^{1*}, Паскалов С.И.^{2**}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – Московский институт электронной техники (НИУ «МИЭТ»),

РФ, 124498, г. Москва, г. Зеленоград, пл. Шокина, д. 1.

*E-mail: *dechabo@ogri.ru, **sv.paskalov@mail.ru*

Актуальность работы обусловлена растущим интересом научного сообщества в области изучения свойств наноматериалов.

Анализ траекторий наночастиц позволяет определять размеры и концентрацию частиц в диапазоне от 30 до 1000 нм, что делает его ценным инструментом для исследования коллоидных нефтяных фракций. Данный метод основывается на принципе микроскопии рассеяния лазерного света, а в качестве регистрирующего устройства применяется камера, способная записывать движение частиц в плоскости, подсвеченной лазером.

Анализ траекторий наночастиц подразумевает учет целого ряда экспериментальных параметров, включая температуру, вязкость, концентрацию и скорость движения частиц. В то время как некоторые из этих параметров могут быть учтены в процессе эксперимента, существуют и такие, которые требуют настройки со стороны пользователя. Один из таких параметров – сфокусированность изображения, получаемого камерой. Ручная настройка изображения на резкость является непростой задачей, поэтому разработка алгоритма автоматического поиска фокуса является важной составляющей метода анализа траекторий наночастиц [1].

Процесс автофокусировки камеры — это процесс оценки резкости изображения. Существует два подхода для оценки резкости изображения: анализ в пространственной и частотной областях. В пространственной области основная идея состоит в изучении контраста области изображения, т. е. градиентной разницы серых элементов между соседними пикселями, в частотной области основная идея заключается в изучении частотных компонентов изображения. Четкое изображение содержит больше высокочастотных компонентов, а размытое изображение – больше низкочастотных компонентов [2].

Для анализа в пространственной области были использованы оператор Лапласа, оператор Собеля и оценка дисперсии, для частотной области использовалось дискретное преобразование Фурье. Функцию поиска автофокуса было решено реализовывать по схеме на рис. 1 – для точной оценки необходима фильтрация и обрезка по пороговому значению.

В рамках первого тестирования алгоритм был проверен на сканирующем цикле с шагом 0,1 мм. Это позволило оценить реализацию функций и их возможности в контексте задачи. Результаты сканирования представлены на рис. 2.

Важной характеристикой оценочной функции для данной задачи является скорость роста в окрестности предполагаемого фокуса. График показывает, что максимумы всех отобранных функций совпадают и находятся в точке, соответствующей предполагаемому фокусу.



Рис. 1. Схема обработки изображения в процессе работы алгоритма автофокусировки

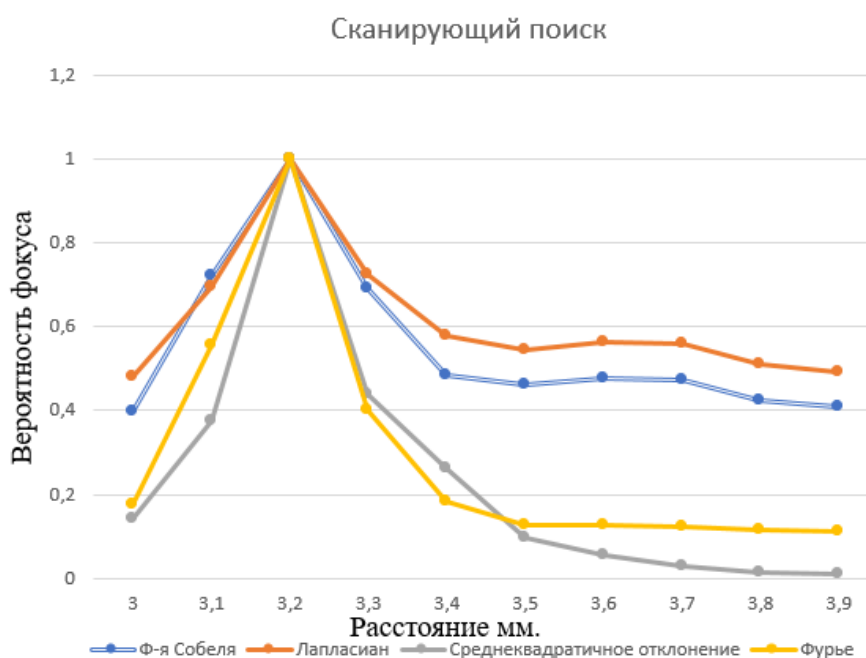


Рис. 2. Данные о тестировании алгоритма с шагом 0,1 мм

На следующем этапе эксперимента проводилось сканирование с минимально возможным шагом в 5 мкм, вблизи предполагаемого фокуса, были получены данные, отображенные на рис. 3.

Из графика видно, что максимумы функций Лапласа и Собеля совпадают, при этом максимум Фурье преобразования отстает от них на один шаг сканирования, оценка же дисперсии дает значение фокуса, сильно отличающееся от остальных функций, но при этом видно, что в фокусе, показанном оценкой дисперсии все функции имеют локальный максимум. Полученный результат можно объяснить оптической схемой прибора, которая предполагает не единственное положение фокуса из-за диаметра лазерного луча, превышающего шаг сканирования. Оценки фокуса преобразованием Фурье, операторов Собеля и Лапласа можно считать одинаково успешными.

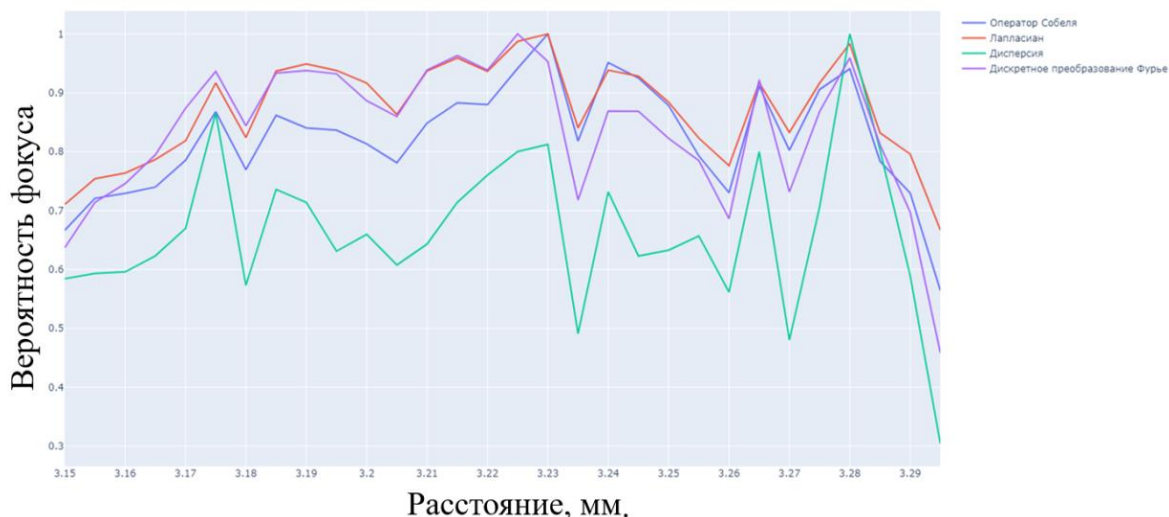


Рис. 3. Результаты сканирования с шагом 5 мкм

По итогам исследования можно сделать следующие выводы:

- была исследована задача автофокусировки камеры для применения в алгоритме анализа траекторий наночастиц в контексте исследования коллоидных фракций нефти;
- отобраны, реализованы и протестированы четыре функции, применяемые для оценки четкости изображения, проведены эксперименты для оценки возможностей реализованных функций в приложении для анализа траектории наночастиц;
- получены результаты сравнения возможностей функций и даны оценки сравнения быстродействия;
- отобрана лучшая функция по параметрам точности оценки и скорости работы;
- реализованный алгоритм интегрирован в программу для анализа траектории наночастиц.

Работа частично выполнялась в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800364-6).

Литература

1. *Maguire C.M.* Characterisation of particles in solution – a perspective on light scattering and comparative technologies // *Science and Technology of Advanced Materials*. 2018. Vol. 19, No. 1. P. 732–745. <https://doi.org/10.1080/14686996.2018.1517587>
2. *Zhang Y.* Autofocus system and evaluation methodologies: A literature review // *Sensors and Materials*. 2018. Vol. 30, No. 5. P. 1165–1174. <https://doi.org/10.18494/SAM.2018.1785>

ОСОБЕННОСТИ ПРОТЕКАНИЯ ПРОЦЕССА АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ В НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМАХ

Косач А.В.*, Сафиева Р.З.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*E-mail: *anna.kosach57@mail.ru*

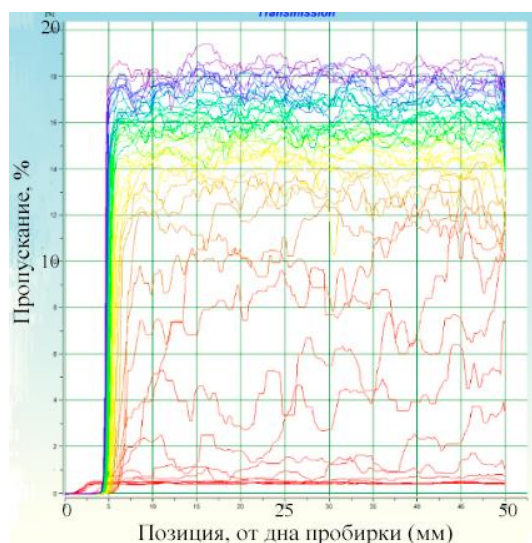
Асфальтены – высокомолекулярные полициклические соединения различного строения и полярности, содержащие гетероатомы, металлические элементы, существующие в виде дисперсных частиц в нефти. Асфальтены влияют на стабильность коллоидной структуры нефти, так как имеют склонность к образованию агрегатов из-за действия молекулярных сил и осаждения. Размеры частиц, образующихся в результате агрегации, определяются как составом дисперсионной среды, так и изменением внешних условий – давления, температуры.

Актуальность работы обусловлена проблемой выпадения асфальтеновых агрегатов в порах пласта, в стволах скважин вплоть до их закупорки, насосно-компрессорных трубах, придонном слое резервуара при хранении и/или при смешении нефтей. Этот процесс приводит к снижению эффективности добычи нефти, осложнению протекающих технологических операций, необходимости остановки процессов и применения сложных и дорогостоящих методов очистки. Поэтому исследование особенностей кинетики протекания процесса агрегации и осаждения асфальтенов, поиск наиболее эффективных методов оценки и моделирования устойчивости нефтяных дисперсных систем является актуальной задачей [1].

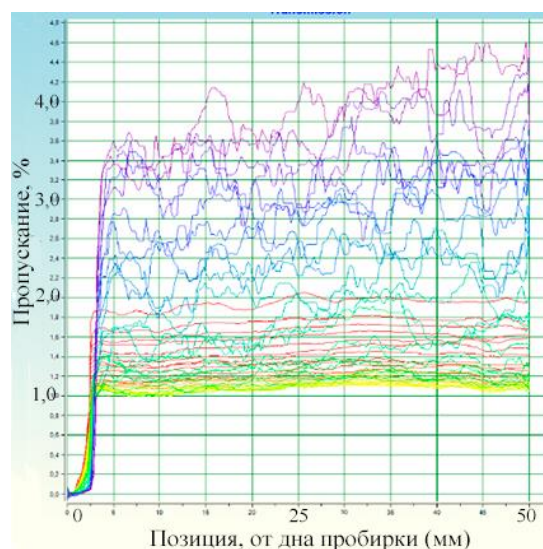
Осаждение асфальтенов рассматривается как их переход из жидкой фазы в твердую в результате агрегации. Известно, что кинетически данный процесс в коллоидной системе контролируется либо диффузией (диффузно-ограниченная агрегация, DLA), либо самой реакции агрегации (реакционно ограниченная агрегация, RLA). Кинетика осаждения асфальтенов зависит от времени, необходимого их частицам столкнуться и агрегировать с образованием более крупных кластеров. В ходе процесса RLA не происходит образования больших кластеров асфальтенов, склонных к осаждению. На более поздних стадиях агрегация контролируется DLA, в процессе которого частицы слипаются при каждом контакте и образуют агрегаты, которые могут выделиться из раствора в виде отдельной твердой фазы. Данная особенность протекания процесса агрегации асфальтенов в смесях толуол-гептан была исследована в работах [2, 3]. Отмечено, что при концентрациях асфальтенов ниже ККМ наблюдается исключительно протекание DLA.

Для определения агрегативной устойчивости нефтей и нефтепродуктов предлагается использовать стандартный метод ASTM D7061. Он основан на измерении скорости осаждения асфальтенов гептаном из толуольного раствора исследуемого образца с помощью измерения коэффициента пропускания с использованием оптического сканирующего устройства. Значение, характеризующее агрегативную устойчивость образца, – SI (Stability Index), рассчитывают как стандартное отклонение среднего коэффициента пропускания от числа сканирований прибором [4]. Для проведения исследования были выбраны образцы нефти, три из которых можно отнести к малоконцентрированным нефтяным дисперсным системам (НДС) по содержанию смолисто-асфальтеновых веществ (САВ): содержание асфальтенов – от 1,8 до 2,9 %масс. и смол – от 13,0 до

13,6 % масс., а один – к высококонцентрированным НДС, соответственно, с содержанием асфальтенов – 3,7 % масс. и смол – 28,9 % масс. Растворы приготовлены в толуоле (соотношение «исследуемый образец: толуол» – 1:3 и 1:10 масс.), добавлен избыток н-гептана и произведены оптические измерения через каждую минуту в течение 15 минут. Для обеих серий исследований обнаружен индукционный период агрегации асфальтенов, и было решено увеличить время эксперимента до 45 и 300 минут соответственно для соотношений «исследуемый образец: толуол» 1:3 и 1:10 масс. Получены графики, отражающие изменения коэффициента пропускания света по высоте пробирки для четырех образцов в двух сериях для исследуемых разбавлений нефтей толуолом в соотношении 1:3 (рис. 1) и 1:10 (рис. 2).

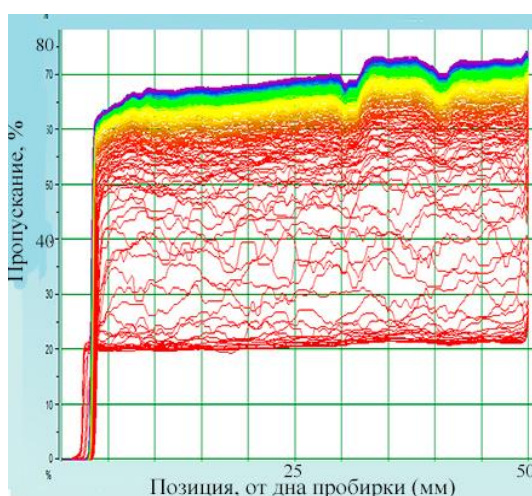


а

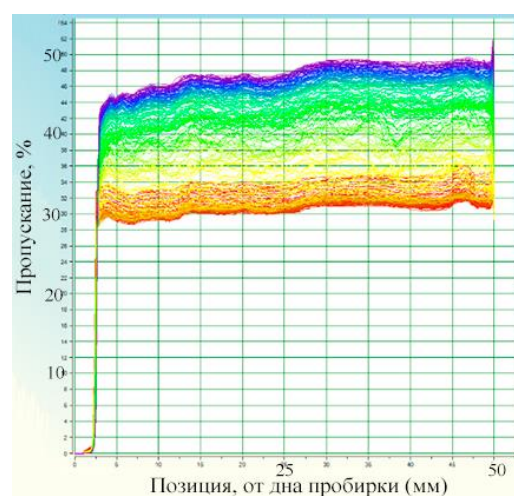


б

Рис. 1. Изменение коэффициента пропускания света по высоте пробирки для малоконцентрированной (а) и высококонцентрированной (б) НДС в соотношении 1:3



а



б

Рис. 2. Изменение коэффициента пропускания света по высоте пробирки для малоконцентрированной (а) и высококонцентрированной (б) НДС в соотношении 1:10

По полученным данным были построены графики изменения коэффициента пропускания света для образцов на середине высоты пробирки (рис. 3, 4) при разбавлении нефтей толуолом в соотношении 1:10.

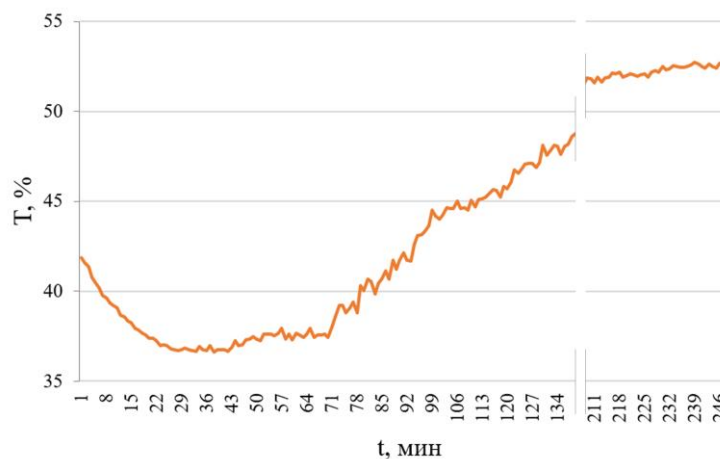


Рис. 3. Изменение коэффициента пропускания света на середине высоты пробирки для малоконцентрированной НДС

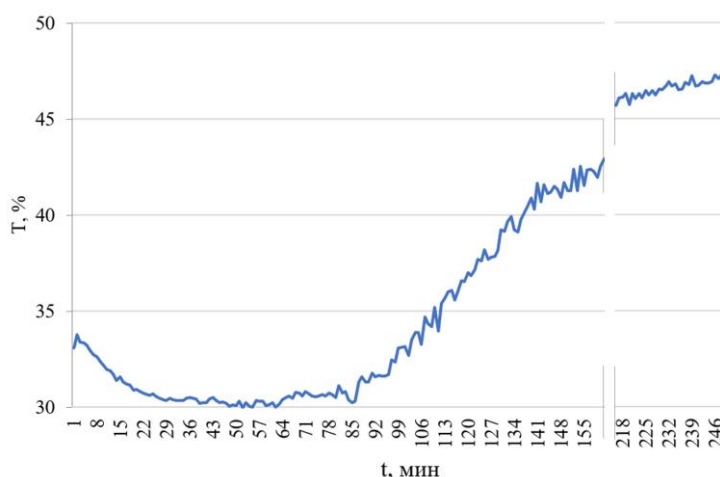


Рис. 4. Изменение коэффициента пропускания света на середине высоты пробирки для высококонцентрированной НДС

На приведенных графиках в красных рамках выделен достаточно длительный индукционный период, в процессе которого коэффициент пропускания света уменьшается. Предполагается, что это обусловлено протеканием агрегации в области реакционно ограниченной агрегации (RLA). Наличие индукционного периода не учитывается как при проведении стандартной методики ASTM D7061, так и при математическом моделировании устойчивости НДС с помощью уравнений состояний (Peng-Robinson, PC-SAFT). Исследователи отмечают возникновение неточностей при моделировании фазовых диаграмм нефтей в определенных интервалах температур, что может быть связано с его наличием [5]. Также учет индукционного периода позволит усовершенствовать методики экспресс-анализа устойчивости НДС.

Литература

1. Schabron J.F., Pauli A.T., Rovani J.F., Jr., Miknis F.P. Predicting coke formation tendencies // *Fuel*. 2001. Vol. 80, No. 10. P. 1435–1446. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(01\)00012-6](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(01)00012-6)
2. Yudin I.K., Nikolaenko G.L., Gorodetskii E.E. et al. Mechanisms of asphaltene aggregation in toluene–heptane mixtures // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1998. Vol. 20, No. 3–4. P. 297–301. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(98\)00033-3](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(98)00033-3)
3. Yudin I.K., Nikolaenko G.L., Gorodetskii E.E. et al. Crossover kinetics of asphaltene aggregation in hydrocarbon solutions. // *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*. 1998. Vol. 251, No. 1–2. P. 235–244. [https://doi.org/10.1016/S0378-4371\(97\)00607-9](https://doi.org/10.1016/S0378-4371(97)00607-9)
4. ASTM D7061-17. Standard test method for measuring n-heptane induced phase separation of asphaltene-containing heavy fuel oils as separability number by an optical scanning device. West Conshohocken, PA: ASTM International, 2017. 7 p. <https://doi.org/10.1520/D7061-17>
5. Seitmaganbetov N., Rezaei N., Shafiei A. Characterization of crude oils and asphaltenes using the PC-SAFT EoS: A systematic review // *Fuel*. 2021. Vol. 291. P. 120180. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120180>

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СВОЙСТВ КЕРНА НА ОСНОВЕ ЦВЕТОТИПИРОВАНИЯ ФОТОГРАФИЙ В ДНЕВНОМ И УЛЬТРАФИОЛЕТОВОМ СВЕТЕ

Кулиев Э.А.^{1,2}

1 – Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38

2 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

E-mail: elchin-kuliev@bk.ru

В данной работе рассматриваются две основные проблемы, которые актуальны при решении оперативных задач в процессе разработки месторождений. Первая заключается в том, что частота отбора стандартных образцов не позволяет полностью охарактеризовать свойства полноразмерного керна. Участкам, из которых образец не был отобран, присваиваются осредненные свойства, определенные на самих же образцах. Пропускаются довольно значительные интервалы, в которых керн обладает своими численными показателями пористости, проницаемости и других свойств. Это не значит, что о «пропущенных» участках ничего не известно, но влечет за собой некоторые неточности в определении их свойств.

Во-вторых, процесс исследования образцов занимает длительное время, и когда необходимо принять оперативное решение, намного эффективнее было бы обеспечить специалистов, которые занимаются интерпретацией кривых ГИС и построением геологической модели месторождения, максимально большим объемом оперативных данных.

Указанные проблемы были рассмотрены в работах [1, 2]. В рамках данной работы результаты исследований разделены на две группы – базовые (получаемые в течение 1–2 месяцев с даты отбора) и специальные (получаемые позже), и предпринята попытка выявить корреляционную связь между ними. В первую группу вошли фотографии керна (дополнительно обработанные), во второй группе в рамках данной работы рассмотрены пока только результаты гранулометрического анализа.

Важнейшим материалом в работе послужили фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете. Это базовая информация о керне скважин, и ключевой момент здесь следующий – подход к фотографированию должен быть обоснованным и стандартизированным.

Общеизвестно, что цвет горной породы является важнейшей диагностической характеристикой, и определяется, главным образом, его составом. На состав же породы оказывают влияние различные факторы. В работе были выделены три главных фактора: глинистость, карбонатность и наличие углеводов. С увеличением глинистости общий цвет породы становится темнее, наличие же карбонатов и углеводов приводит к свечению породы в ультрафиолетовом свете.

В результате анализа фотографий полноразмерного керна в дневном свете, определены численные параметры цветности и построены графики зависимостей параметра R от результатов гранулометрического и рентгеноструктурного анализа (рис. 1). При построении зависимостей «в лоб» без учета каких-либо факторов связь между параметрами оказалась слабой. Проводить прогноз по полученным уравнениям было бы неразумно.

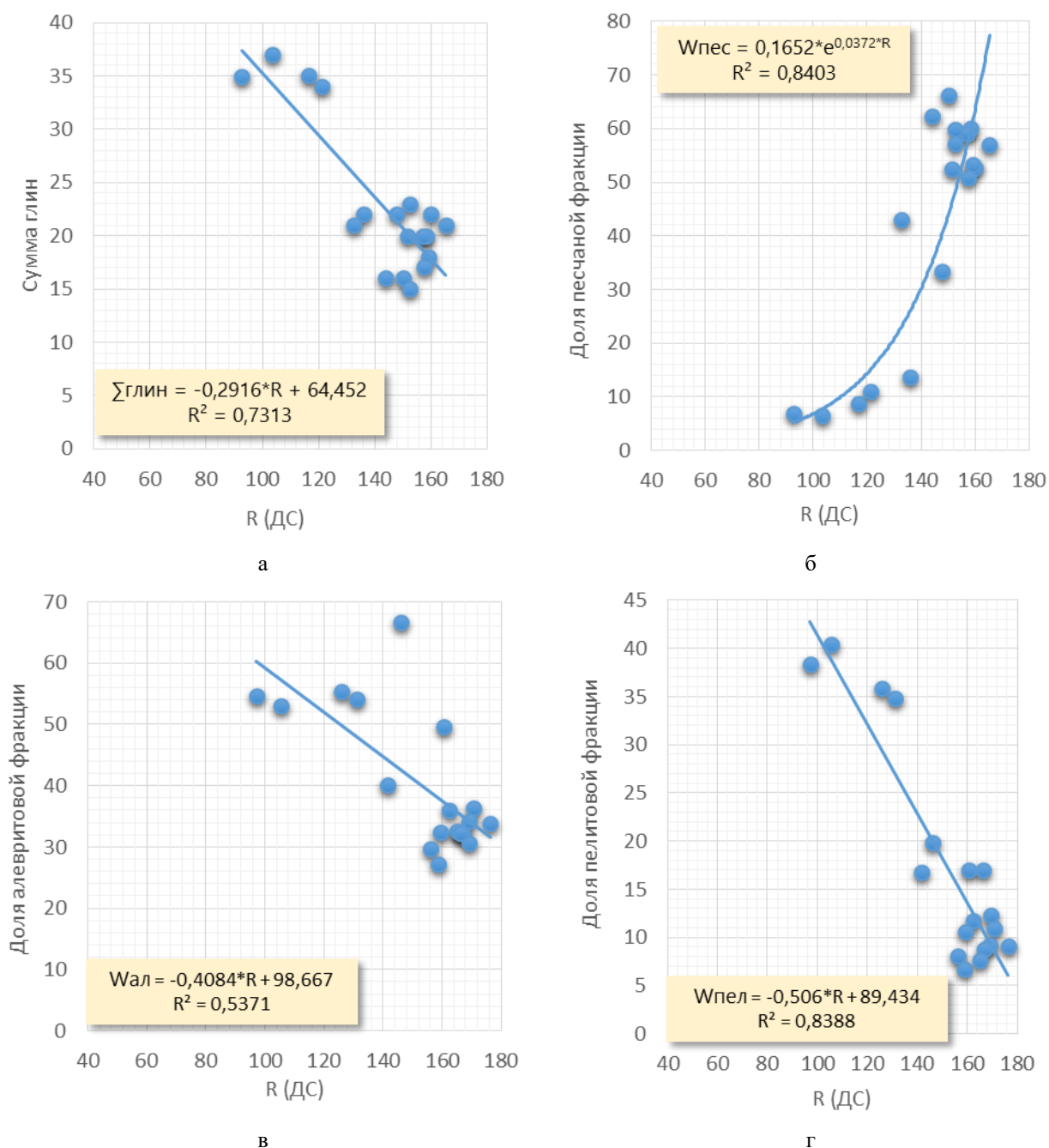


Рис. 1. Графики зависимостей параметров гранулометрического состава от цветового параметра R: а – сумма глин; б – доля песчаной фракции; в – доля алевритовой фракции; г – доля пелитовой фракции

Таким образом, следующий шаг заключался в том, чтобы провести анализ интенсивности свечения горной породы и охарактеризовать данное свойство численным параметром. Был построен график распределения значений параметра R для каждого образца. В результате получено четкое разделение на три группы образцов: со слабым свечением (или с его отсутствием), со средней степенью свечения и сильным свечением. Данная дифференциация образцов по интенсивности свечения позволила обосновать отклонения на графиках (рис. 2).

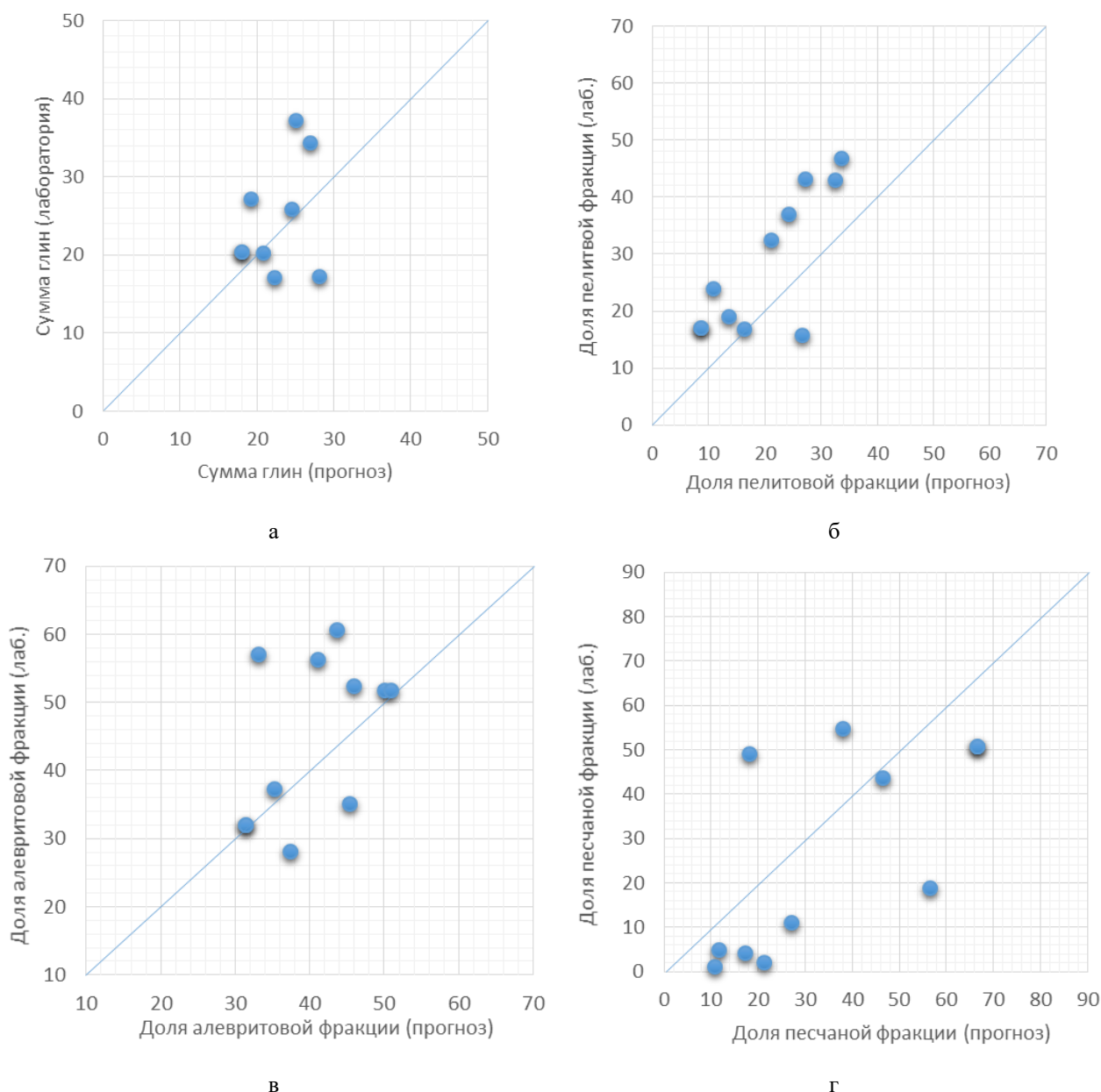


Рис. 2. Графики сопоставления прогнозных и лабораторных данных:
а – сумма глин; б – доля песчаной фракции; в – доля алевритовой фракции; г – доля пелитовой фракции

Дифференциация образцов по интенсивности свечения привела к увеличению корреляционной зависимости между параметрами. Значение коэффициента аппроксимации позволило с уверенностью приступить к следующему этапу, а именно проведению прогноза гранулометрического состава.

На основе полученных уравнений с учетом интенсивности свечения был выполнен прогноз параметров лабораторных исследований уже по другой скважине. Наиболее прогнозируемой оказалась глинистость.

Таким образом, данные сопоставления подтверждают гипотезу о зависимости цвета породы от ее состава и позволяют в дальнейшем перейти к прогнозированию более сложных петрофизических параметров с подключением дополнительных базовых методов исследования,

проводимых на полноразмерном керне: спектральный гамма-каротаж, профильная акустика и компьютерная томография.

Литература

1. *Ядрышникова О.Н.* Вычислительные технологии обработки информации при оценке запасов углеводородов в условиях неопределенности: Автореф. ... дис. канд. техн. наук. Тюмень, 2018. 23 с.
2. *Динариев О.Ю., Абашкин В.В., Евсеев Н.В.* и др. Цифровой анализ керна в задачах проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 5(113). С. 50–58.

СУЛЬФАТРЕДУКТОРЫ, АССОЦИИРОВАННЫЕ С АНАЭРОБНЫМИ МЕТАНООКИСЛЯЮЩИМИ КОНСОРЦИУМАМИ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

Мельник А.Д.^{1,2*}, Строева А.Р.², Полудеткина Е.Н.², Подосокорская О.А.³, Меркель А.Ю.³

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

3 – ФИЦ «Фундаментальные основы биотехнологии» РАН,
РФ, 119071, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 33, стр. 2

E-mail: *amelnikd@gmail.com

Актуальность работы

Согласно исследованиям в Восточно-Сибирском море (ВСМ) области с высокими концентрациями растворенного CH_4 коррелируют с зонами геологических разломов. Следовательно, доминирующим источником CH_4 в водной толще являются зоны геологической разгрузки метана, метановыми сипами и структурами повышенной дефлюидизации. Придонные и поверхностные воды Восточно-Сибирского моря перенасыщены метаном: согласно измерениям на территории ВСАШ летом 2003–2008 гг., более 80 % придонных, а также более 50 % поверхностных вод содержат повышенные концентрации метана. Средняя летняя перенасыщенность составляла 880 % в фоновых областях и 8300 % в точках с наибольшей концентрацией метана [1].

По некоторым оценкам до 90 % метана в океане ассимилируется в процессе анаэробного окисления [2]. Исследования микробных сообществ метановых сипов продемонстрировали, что значительное количество выходящего метана утилизируется консорциумами метанотрофных архей (ANME) и сульфатредуцирующих бактерий (SRB), синтрофно опосредующих сульфат-зависимое анаэробное окисление метана (АОМ). Этот процесс, описываемый формулой (1), является основным микробным процессом в зонах повышенной дефлюидизации метана в морских осадках [3]. Предположительно, ANME осуществляют окисление метана по пути обратного метаногенеза, в то время как сульфатредуцирующие бактерии используют сульфат в качестве акцептора электронов:



Кластер ANME-2 филогенетически близок к отряду *Methanosarcinales*; основной объем данных об этих организмах был получен в таких экотопах, как метановые сипы, выходы природного газа, сульфат-метановые транзитные зоны [2]. Сульфатредуцирующие бактерии в консорциуме входят в порядки *Desulfobacterales*, *Desulfococcus*, или *Desulfobulbus*, филума *Desulfobacterota* [3]. При этом состав микробного сообщества в зонах активной разгрузки метана, представленный археями ANME и сульфатредукторами, остается схожим даже в совершенно разных регионах по всему миру.

Методы и результаты

Во время комплексных геолого-геофизических исследований зон флюидной разгрузки Восточно-Сибирского моря в 2021 году методом донного пробоотбора с помощью гравитационной трубки были получены образцы донных отложений. Отбор образцов проводился в северо-восточной части Восточно-Сибирского моря в районе острова Врангеля.

Данные геолого-геохимического описания приведены в табл. 1. К основным анализам, примененным к донными отложениям, можно отнести: определение концентрации и молекулярного состава углеводородных (УВ) газов и неуглеводородных газов (водород, кислород, углекислый газ), замеры окислительного восстановительного потенциала в точках отбора образцов (Eh), а также водородный показатель (pH). Также в таблице приведено количество ДНК, выделенной из 0,5 мл образцов верхних слоев осадка, оно варьировалось в диапазоне от 6,57 до 19,7 нг/мкл.

Таблица 1. Общая характеристика результатов геохимического анализа образцов

№ образца	ДНК, нг/мкл	Глубина, см	Характеристика зоны отбора	pH	Eh	H ₂ , об.%	O ₂ , об.%	N ₂ , об.%	CH ₄ , об.%
VRG1	19,7	0–5	Разгрузка УВ	7,55	-378	0,004	3,03	74,26	18,12
VRG2	14,5	0–5	Разгрузка УВ	7,58	-351	0,067	2,19	67,87	25,92
VRG3	20,8	0–20	Фон	6,81	-87	0,001	5,07	90,02	0,001
VRG4	22,4	0–5	Разгрузка УВ	7,56	-180	0,01	5,66	86,8	5,745
VRG 5	6,57	0–10	Разгрузка УВ	8,01	-267	0,001	4,3	89,87	0,239

С помощью современных методов молекулярной экологии были исследованы микробные сообщества изучаемых зон активной флюидоразгрузки. Методом высокопроизводительного секвенирования по гену 16s рРНК были получены профили микробных сообществ. Также проводилось метагеномное секвенирование перспективного образца VRG1.

В процессе анализа профилей микробных сообществ по гену 16s рРНК контролем выступает профиль фоновой станции 3 (VRG3), находившейся вне зон разгрузки метана. В профиле № 3 доминируют представители филумов *Proteobacteria* и *Desulfobacterota*. Наиболее представленным родом (8 %) является неизвестный представитель семейства *Desulfobulbaceae*. К филуму *Desulfobacterota* были отнесены Sva1033_sediment group (5 %). Среди представителей филума *Proteobacteria* доминировали члены класса *Gammaproteobacteria*: род *Woeseia* (3 %), в составе филума также можно отметить двух представителей некультивируемых групп B2M28 (2 %). Некультивируемые представители семейства *Desulfosarcunaceae* (SEEP-SRB1, LCP-80) в фоновой станции мало представлены, однако доминируют в опытном образце (VRG1).

Бактериальная часть микробного сообщества профиля №1: 12 % от общей численности составляет LCP-80. Другие некультивируемые представители семейства *Desulfosarcunaceae*: группа SEEP-SRB1 (6 %), род *Desulfatiglans* (1 %). Культивируемый представитель филума *Campilobacterota*, род *Sulfurovum* составляет 9 % от общего числа микроорганизмов. Важно отметить отличия от профиля № 3: уменьшение численности представителей филума *Gammaproteobacteria* (род *Woeseia*) и семейства *Desulfobulbaceae*. Относительно фона наблюдается снижение общей численности протеобактерий, а также изменение микробного состава

сульфатредуцирующих организмов. Наконец, в образце № 1 были обнаружены метанотрофные археи, а именно группа ANME-2b – представители филума *Halobacterota*, порядок *Methanosarcinales*. Их относительная численность составила 35 %, кроме того, 10 % от общей численности сообщества составили ANME-2c. Таким образом, основу микробного сообщества исследуемого образца составляют анаэробные метаноокисляющие археи ANME-2b и сульфатредуцирующие бактерии.

Согласно метагеномному анализу образца № 1, основу сообщества составляли метанотрофные археи ANME-2 и некультивируемые сульфатредукторы. Удалось определить состав функциональных генов анаэробного окисления метана и диссимиляционной сульфатредукции. Также были найдены гены электрон-транспортных белковых комплексов и гены мультигеновых цитохромов С типа, необходимых для осуществления синтрофного переноса электронов внутри консорциума.

В ходе метагеномного анализа, а также анализа результатов секвенирования образцов осадков по гену 16s рРНК, особое внимание привлекла малоизученная бактерия LCP-80 – этот организм описан только в контексте данных секвенирования, но не выделялся в чистые культуры и не описывался отдельно. Судя по его филогенетическому положению, а также по результатам анализа генов этого микроорганизма в составе генома VIGR1-02, авторы сделали предположение, что эта некультивируемая бактерия, наряду с SEEP-SRB1, может являться синтрофным партнером для анаэробных архей ANME-2b. Для подтверждения этой гипотезы было решено получить накопительные культуры сульфатредукторов с целью изучить поведение LCP-80 в культуре.

Накопительные культуры сульфатредуцирующих бактерий из образцов ВСМ получали в жидкой среде Видделя для морских форм сульфатредукторов [4]. Накопительные культуры находились в холодильнике при 10 °С. Также проводили последующие измерения концентрации растворенного сероводорода. Набор экспериментальных субстратов, а также результатов измерения сероводорода представлены в табл. 2.

Таблица 2. Серия измерений сероводорода спустя 5 месяцев культивирования

	Субстрат	Название	мМ конц.	За вычетом хим. контроля, мМ	За вычетом биол. контроля, мМ	% Icp-80
Vrg1	Лактат	Vrg1lac	5,79	6,46	3,21	2%
	Ацетат	Vrg1ac	3,71	4,38	1,13	13%
	Пируват	Vrg1pir	8,56	9,23	5,98	3%
	Этанол	Vrg1etoh	3,74	4,41	1,16	2%
	H ₂	Vrg1H ₂	10,79	9,38	6,13	13%
	Ацетат/H ₂	Vrg1ac/H ₂	9,00	7,59	4,34	8%
	Без субст, (фон)	Vrg1ctrl	2,58	3,25	0,00	9%

Наиболее активная продукция сероводорода и, как следствие, активность сульфатредуцирующих МО в составе образца № 3 наблюдается с такими субстратами как лактат, ацетат с водородом и этанол. Результаты секвенирования накопительных культур показали, что представленность LCP-80 увеличилась в накопительных культурах с такими субстратами как ацетат и водород.

Выводы

В исследуемых образцах осадков Восточно-Сибирского моря основную часть микробного сообщества составляют метанотрофные археи ANME-2b и сульфатредуцирующие бактерии, в основном SEEP-SRB1 и LCP-80.

Согласно результатам геномного анализа, геном LCP-80 содержит гены, необходимые для осуществления диссимиляционной сульфатредукции и синтрофного взаимодействия с анаэробными археями-партнерами ANME.

Наибольшие концентрации сероводорода содержатся в накопительных культурах, где основным питательным субстратом является водород, ацетат с водородом и пируват.

Наибольшее присутствие LCP-80 отмечено в накопительных культурах, где основным питательным субстратом является водород и ацетат.

Литература

1. *Shakhova N., Semiletov I., Salyuk A. et al.* Extensive methane venting to the atmosphere from sediments of the East Siberian Arctic Shelf // *Science*. 2010. Vol. 327, No. 5970. P. 1246–1250. <https://doi.org/10.1126/science.1182221>
2. *Knittel K., Boetius A.* Anaerobic oxidation of methane: Progress with an unknown process // *Annual Review of Microbiology*. 2009. Vol. 63. P. 311–334. <https://doi.org/10.1146/annurev.micro.61.080706.093130>
3. *Timmers P.H.A., Welte C.U., Koehorst J.J. et al.* Reverse methanogenesis and respiration in methanotrophic archaea // *Archaea*. 2017. Vol. 2017. P. 1654237. <https://doi.org/10.1155/2017/1654237>
4. *Widdel F., Back F.* The genus *Desulfotomaculum* // *The Prokaryotes*. 3rd ed. / Ed. by M. Dworkin, S. Falkow, E. Rosenberg et al. New York: Springer, 2006. Vol. 4. Bacteria: Firmicutes, Cyanobacteria. P. 787–794. https://doi.org/10.1007/0-387-30744-3_25

ШЛАМ – КАК ЦЕННЫЙ ИСТОЧНИК ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Овчинникова А.С.* , Мустафина А.Н.**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

*E-mail: *asovchinnikova3@tnnc.rosneft.ru, **anmustafina-tnk@tnnc.rosneft.ru*

Ключевые слова: шлам, керн, ГТИ, глубинная увязка

На данный момент единственным прямым методом изучения геологического разреза является отбор керна. Как правило, кернами вскрывается около 5–8% от всего пройденного интервала. Всегда отмечается нехватка керна из интервалов развития флюидоупоров, нефтематеринских толщ, опорных горизонтов и др.

Вследствие чего возникают проблемы при корреляции, восстановлении фациальных обстановок, построении геологических моделей. Альтернативой или дополнением в данном случае может стать изучение шламового материала [1].

Буровой шлам – горная порода, измельченная в процессе бурения и вынесенная на поверхность промывочной жидкостью. Им можно охарактеризовать весь разрез как разведочных, так и эксплуатационных скважин, так как поступление шлама на поверхность при бурении скважин с использованием промывочных жидкостей является естественным технологическим процессом. Шлам наряду с кернами, является первичным источником геологической информации, с помощью которого можно получать сведения о структурно-вещественном составе пород в кратчайшие сроки [2–4].

С помощью изучения шламового материала можно решить следующие задачи [5]:

- Построение объемной минералогической модели (результаты изучения шлама позволяют повысить качество и достоверность построения);
- Определение петрофизических свойств горных пород;
- Повышение информативности процесса геонавигации (принятие оперативных решений по изменению траектории скважины) в условиях низкой информативности традиционных технологий [6];
- Седиментологические и фациальные реконструкции (уточнение литологического состава, стратиграфических границ в интервалах, не опробованных кернами, уточнение существующих фациальных построений);
- Определение относительного возраста пород (корреляция разнофациальных отложений, обоснование возраста и корреляции продуктивных пластов);
- Бассейновый анализ (определением свойств и качества покрышек, детальная геохимическая характеристика органического вещества, определение отражательной способности витринита);
- Контроль износа бурового оборудования (отмагничивание металлической стружки от проб шлама и дальнейшее выяснение источника, предотвращение аварийных ситуаций), а также устойчивости цементного камня [7].

Отбор шлама является одной из важнейших операций для его дальнейшего изучения. Помимо оперативных задач по геонавигации и предупреждения аварийных ситуаций (во время бурения), правильный и точный отбор шлама необходим для корректности дальнейших исследований [8, 9].

Точность глубинной привязки шламовых проб остается под сомнением. В настоящее время для привязки проб шлама к истинным глубинам отбора рассчитывается время задержки шлама в минутах, т.е. время движения выбуренных частиц шлама от забоя до шлагоотборника.

Учитывая различные проблемы, возникающие во время бурения, подъем и спуск бурового инструмента, различную скорость осаждения обломков горных пород, отличные методы и точки отбора, исследования шламного материала требует более точной привязки к глубине.

Более точная глубинная привязка позволит более корректно решать последующие задачи. По замерам радиоактивных изотопов (калий, уран, торий) была рассчитана общая радиоактивность и построена «синтетическая гамма». По данным радиоактивности, а также спектрометрии была получена более достоверная увязка (рис. 1).

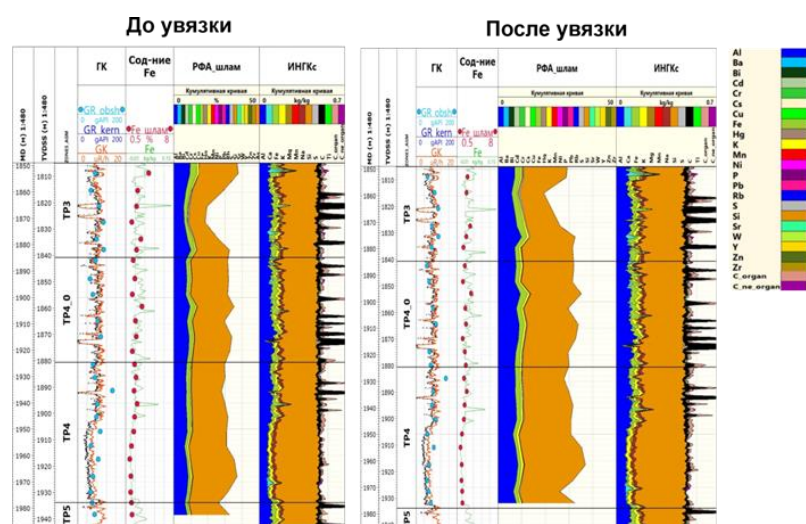


Рис. 1. Глубинная увязка шламовых проб

По результатам петрографического и минералогического анализа было определено, что по шламу можно получить тот же набор геологической информации, что и по керну (рис. 2 и 3).

Выполнен комплекс лито- и биофациальных исследований, установивших мелководно-морской генезис отложений. Формирование отложений происходило преимущественно в мелководном бассейне, морском или опресненном, глубины которого в большинстве случаев не превышали базиса воздействия регулярных волн [10].

В лаборатории петрофизических исследований была проведена следующая пробоподготовка образцов шлама:

- просеивание шлама от мелких частиц;
- сушка до постоянной массы.

Далее был произведен замер объема твердой фазы и рассчитана минеральная плотность. Результаты, полученные по шламу, совпадают с кеновыми данными (табл. 1, рис. 4).

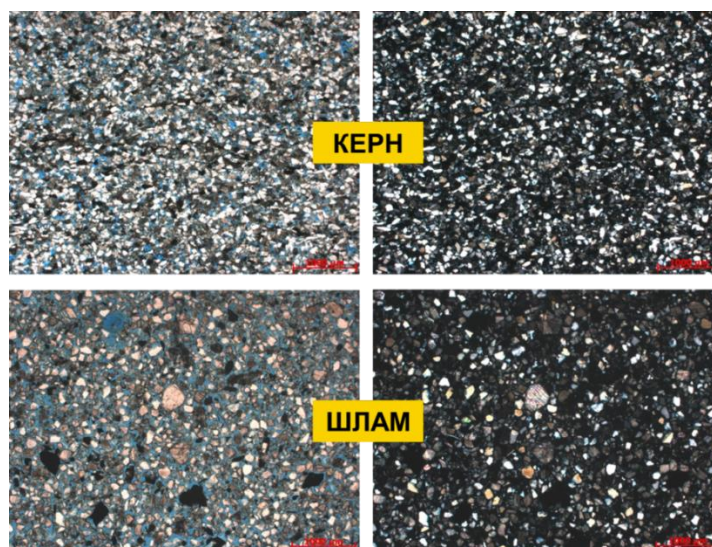


Рис. 2. Проба шлама и образец керна в увеличении 1000 p.m

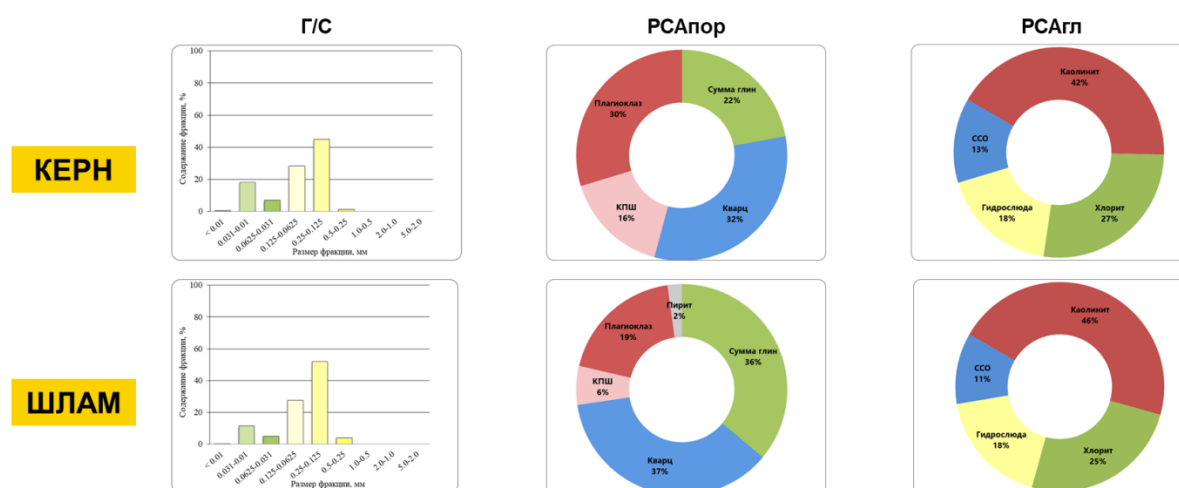


Рис. 3. Сопоставление минералогических исследований по керну и шламу

Таблица 1. Результаты исследований, полученные по керну и шламу

№ образца	Масса	Тв.фаза	Мин.пл.шлам	Глубина отбора	Мин.пл.кern
2	39,6	14,9	2,65	1741-1742	2,66
3	24,7	9,2	2,67	1742-1743	2,66
16	21,3	8,3	2,55	1806-1812	2,68
18	41,6	15,6	2,66	1818-1830	2,64
19	23,7	8,9	2,66	1830-1840	2,64
20	25,1	9,3	2,67	1840-1850	2,65
21	17,7	6,6	2,67	1850-1856	2,63
25	24,1	10,3	2,347	1875-1881	2,67
31	15,6	6,4	2,43	1906-1912	2,63
41	13,6	5,2	2,60	1959-1964	2,63

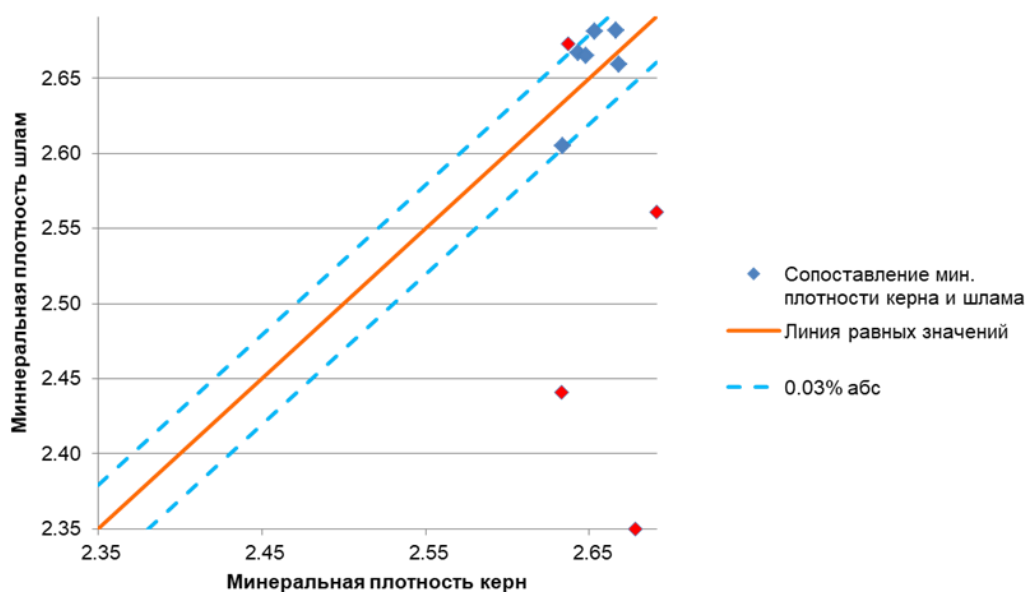


Рис. 4. График корреляции минеральной плотности по шламу и керну

В дальнейшем на образцах, попавших в интервалы линии равных значений, можно производить расчет пористости.

Рассмотренные в работе методики в дальнейшем будут нарабатываться, учитывая литологические особенности отложений разных стратиграфических подразделений и районов.

Выводы

Проведена комплексная работа по изучению шламового материала, с целью повышения геологической информативности изучаемых разрезов бурящихся скважин в интервалах без отбора керна.

- Проанализирован мировой опыт по изучению шлама.
- Проведено несколько рабочих поездок на станции геолого-технических исследований, проанализированы методы и способы отбора шламовых проб.
- Уточнена глубинная привязка шламовых проб с помощью методов спектрометрии и радиоактивного каротажа.
- Проведены петрографические и минералогические исследований с целью сопоставления проб шлама с керновыми данными.
- Получены результаты комплексного лито-биофациального и биостратиграфического анализа шлама.
- Изучен опыт определения литологического состава пород на основе шламовых опробований по технологии автоматизированного определения минерального состава.
- Рассчитана минеральная плотность на образцах шлама и сопоставлена с результатами по керну.
- Составлены рекомендации по изучению шламового материала.

Литература

1. *Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А.* и др. Цифровой шлам – метод углубленного исследования бурового шлама в процессе бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 12(348). С. 5–15. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-12\(348\)-5-15](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-12(348)-5-15)
2. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Тверь, 2001. 57 с.
3. РД 39-0147716-102-87. Геолого-технические исследования в процессе бурения. М.: ВНИГНИ, 1987. 275 с.
4. *Мирнов Р.В., Маникин А.Г.* Комплексное изучение бурового шлама: новое перспективное направление исследований // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2021. Новая реальность: Сб. науч. тр. (по материалам Международной научно-практической конференции). М.: Перо, 2021. С. 361–364.
5. ГОСТ Р 53375-2016. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2016. 23 с.
6. *Ильязов Р.Р., Никифоров С.А., Черников Е.Ю., Рахимов Т.Р.* Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. 2023. № 2. С. 72–77. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-72-77>
7. *Никифоров М.В., Бачурин И.И.* Повышение информативности геомеханических исследований путем цифровизации ЛБА проб шлама // Геобайкал 2023: Научно-практическая конференция.
8. *Волков А.С., Волокитенков А.А., Розин М.М., Толокнов И.И.* Технология отбора шлама при бурении скважин. М.: Недра, 1973. 197 с.
9. *Stuckman M. Y., Lopano C.L., Berry S.M., Hakala J.A.* Geochemical solid characterization of drill cuttings, core and drilling mud from Marcellus Shale Energy development // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019. Vol. 68. P. 102922. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102922>
10. *Маринов В.А., Курчатов А.Н., Гнибиденко З.Н.* и др. Строение разреза верхнемеловых и кайнозойских отложений южной части Гыданского полуострова // Геология и геофизика. 2022. Т. 63, № 12. С. 1692–1713. <https://doi.org/10.15372/gig2021174>

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГИСТЕРЕЗИСА ОФП ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПХГ В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ ТРЕЩИНОВАТОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Попович А.П.*, Михайловский А.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

E-mail: *A_Popovich@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: гистерезис, относительная фазовая проницаемость (ОФП), капиллярное давление, подземное хранилище газа (ПХГ), цикл закачки/отбора, постоянно действующая гидродинамическая модель (ПДГДМ), модель пласта (МП)

Гистерезис фазовых проницаемостей – изменение поведения кривых ОФП при дренировании по отношению к аналогичному поведению при пропитке. Наличие гистерезиса ОФП описывалось в ряде работ [1–7].

Целью работы является изучение влияния гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на качество адаптации и прогнозирования при моделировании циклической работы объекта (закачки и отбора газа) в вулканической (обломочной) структуре коллектора действующего месторождения. Данный объект рассматривается как возможный кандидат для создания ПХГ после его частичной выработки.

В рамках настоящей работы используются экспериментальные результаты двух независимых лабораторных исследований.

В первом исследовании были получены зависимости ОФП без гистерезиса для образцов с различными значениями проницаемости от 0,2 мД до 8 мД (рис. 1).

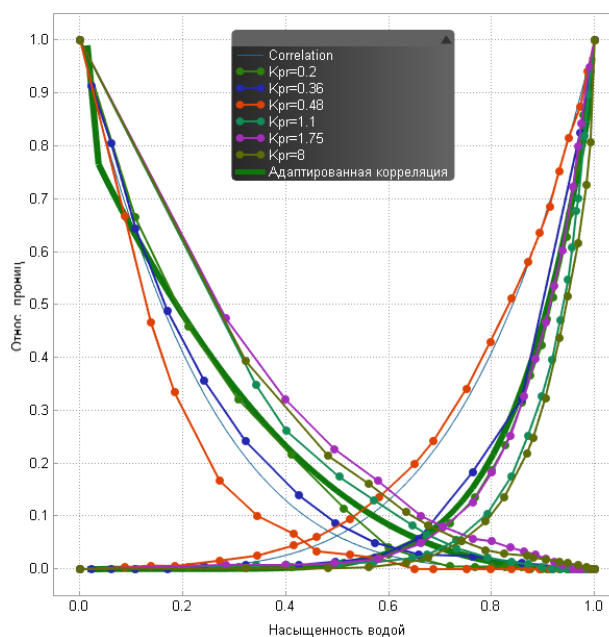


Рис. 1. Зависимость ОФП по газу и воде от водонасыщенности для образцов со значениями проницаемости от 0,2 мД до 8 мД (нормированная)

Во втором исследовании низкопроницаемый образец использовался в экспериментах по определению ОФП в системе «газ–вода» как «до», так и «после» имитации циклических процессов закачки/отбора газа, моделирующих реальные процессы функционирования ПХГ. Всего в эксперименте было проведено 5 циклов закачки/отбора газа из ядерной модели пласта. В этом исследовании было показано, что в коллекторе присутствует эффект гистерезиса фазовой проницаемости (рис. 2).

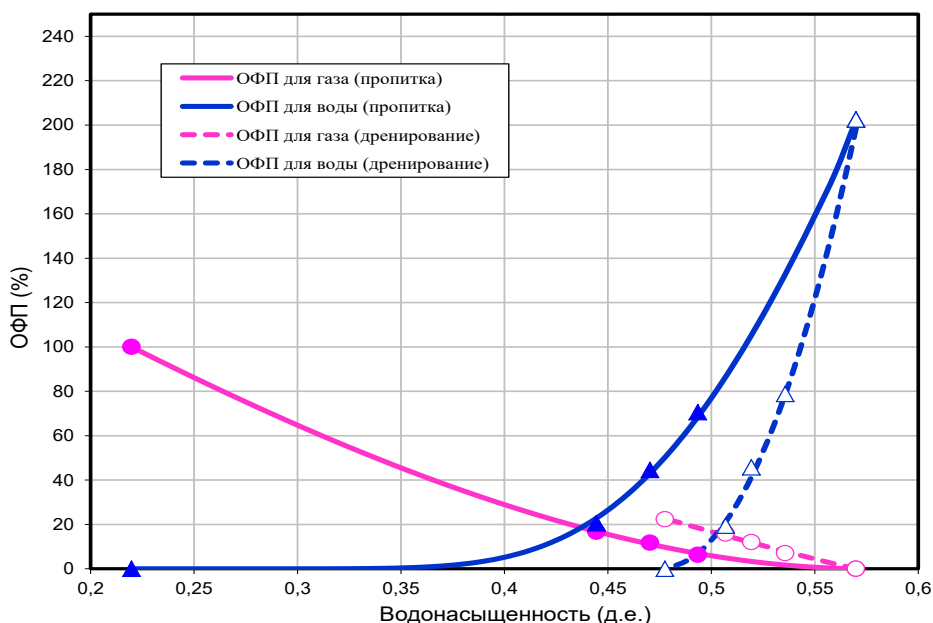


Рис. 2. Зависимость ОФП по газу и воде от водонасыщенности в режиме пропитки и дренирования

В экспериментах второго исследования по изучению фильтрационных процессов и процессов, происходящих в моделях пласта при циклической закачке/отборе газа, за основу используемого оборудования принята схема установки трехфазной фильтрации (рис. 3) [1].

Измерение фазовых проницаемостей по воде и газу начинается после достижения условий стационарной фильтрации. В этом случае перепад давления ΔP , а также расходы по воде Q_v и газу Q_g на входе и выходе МП стабилизируются ($\Delta P = \text{const}$, $Q_g = \text{const}$, $Q_v = \text{const}$). Расчет фазовых проницаемостей по воде $K_{вф}$ и по газу $K_{гф}$ производится соответственно по формуле Дарси:

$$K_{гф} = \frac{Q_g \cdot \mu_g \cdot L}{\Delta P \cdot F},$$

$$K_{вф} = \frac{Q_v \cdot \mu_v \cdot L}{\Delta P \cdot F},$$

где Q_g , Q_v – объемный расход газа и воды через образец, соответственно;

ΔP – перепад давления на образце;

F – площадь фильтрации (сечение) образца;

L – длина образца (модели);

μ_g , μ_v – динамическая сдвиговая вязкость фильтруемого газа и воды, соответственно.

Таблица 2. Значения относительных фазовых проницаемостей по метану (ОФП)_г и минерализованной воде (ОФП)_в при различных пропорциях фильтруемых фаз в режиме дренирования (начальная водонасыщенность $K_{вн} = 56,99\%$)

№ n\п	Доли в потоке, %		S_w , д.е.	(ОФП) _г , %	(ОФП) _в , %
	газ	вода			
1	0	100	0,5699	0	202,46
2	50	50	0,5357	7,00	78,80
3	75	25	0,5194	12,05	45,68
4	90	10	0,5069	15,82	19,42
5	100	0	0,4776	22,29	0

Для оценки влияния гистерезиса при разработке ПДГТМ объекта хранения газа были построены модели ОФП и проведены гидродинамические расчеты в ПО ТНавигатор с учетом и без учета гистерезиса.

Помимо экспериментально полученной зависимости (рис. 2) были рассмотрены еще 2 варианта зависимостей гистерезиса ОФП. Для сравнения была рассмотрена модель с традиционным подходом моделирования без гистерезиса (рис. 1).

В результате исследования было выявлено, что моделирование обводнения с переменными дебитами при использовании гистерезиса в функциях насыщения дает результаты, которые значительно отличаются от результатов, получаемых традиционными методами.

Литература

1. *Троицкий В.М., Григорьев Б.А., Рассохин С.Г.* и др. Физическое моделирование циклов закачки и отбора газа при разработке и эксплуатации ПХГ. Гистерезис фазовых проницаемостей // Вести газовой науки. 2019. № 1(38). С. 18–28.
2. *Михайловский А.А., Чудин Я.С.* Гидродинамическое прокси-моделирование водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. 118 с.
3. *Михайловский А.А.* Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. 250 с.
4. *Кобяшев А.В., Пятков А.А., Дубровин А.В., Захаренко В.А.* Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1(94). С. 41–45. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-41-45>
5. *Wei J.Z., Lile O.B.* Influence of wettability and saturation sequence on relative permeability hysteresis in unconsolidated porous media. <http://www.operetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00025282&societyCode=SPE> (Дата обращения 08.11.2023).
6. *Braun E.M., Holland R.F.* Relative permeability hysteresis: laboratory measurements and a conceptual model // SPE Reservoir Engineering. 1995. Vol. 10, No. 3. P. 222–228. <https://doi.org/10.2118/28615-PA>
7. *Hawkins J.T., Bouchard A.J.* Reservoir-engineering implications of capillary pressure and relative permeability hysteresis // Log Analyst. 1992. Vol. 33, No. 4. P. 415–420.

ГРАНИЦЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИМИДЖ-АНАЛИЗА ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Пушкарева Д.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

E-mail: D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: имидж-анализ петрографических шлифов, гранулометрический состав, автоматизация подсчетов, цементация коллекторов, лабораторные методы исследования

Введение

Одной из основных задач при исследовании пород-коллекторов является анализ пустотного пространства, выполняемый с помощью широкого комплекса лабораторных методов исследования. Упростить и автоматизировать часть лабораторных исследований можно с помощью имидж-анализа гранулометрического состава покрашенных петрографических шлифов.

Имидж-анализ эффективно дополняет классический гранулометрический и петрографический анализы и позволяет вести автоматический подсчет фракционного состава, устанавливать структурные параметры обломочной массы, определять содержание цемента и другие параметры. Однако при относительной простоте и удобстве использования, применение анализа имеет ряд ограничений, зависящих, в том числе, от типа исследуемой породы.

Целью данной работы являлось обозначение границ применения метода в зависимости от структурных и минералогических особенностей пород-коллекторов. Для этого результаты имидж-анализа сравнивались с результатами гранулометрического анализа пипеточно-ситовым методом и, в зависимости от типа цемента, с данными рентгенофазового анализа, проводимыми согласно ГОСТ 12536-2014 [1] и ГОСТ 21216-2014 [2]. В работе были использованы более 500 образцов терригенных пород из нефтегазовых месторождений и ПХГ центральной части России и Восточной Сибири. Для исследования и сравнительного анализа из образцов было выделено 8 основных литотипов с различными структурными особенностями и типами цемента, характеризующими коллекторы разного класса.

При соотнесении данных имидж-анализа и пипеточно-ситового анализа было установлено, что наибольшая сходимость результатов характерна для пористых песчаников средне-мелкозернистых и алевролитов песчаных хорошей и средней сортировки пород. В случае плохой сортировки результаты подсчетов часто не совпадали, поскольку при пипеточно-ситовом методе исследуется усредненная навеска породы, а при имидж-анализе – ее точечный микроснимок. Для достоверности при исследовании пористых мелкозернистых пород с плохой сортировкой рекомендуется делать несколько снимков из разных участков шлифа и соотносить их с результатами пипеточно-ситового анализа.

Имидж-анализ крупнозернистых фракций не является эффективным методом исследования из-за большого диаметра обломков, который не захватывается объективом микроскопа. Опыт исследований показывает, что принципиальные расхождения в результатах начинаются

при медианном диаметре обломочной части свыше 0,4–0,5 мм, причем это значение меньше для плохо сортированных разностей. Результаты расхождения результатов проиллюстрированы на рис. 1. Имидж-анализ крупнозернистых песчаников рекомендуется делать с несколькими замерами в разных точках шлифа, а исследование гравийных песчаников проводить только пипеточно-ситовым методом.

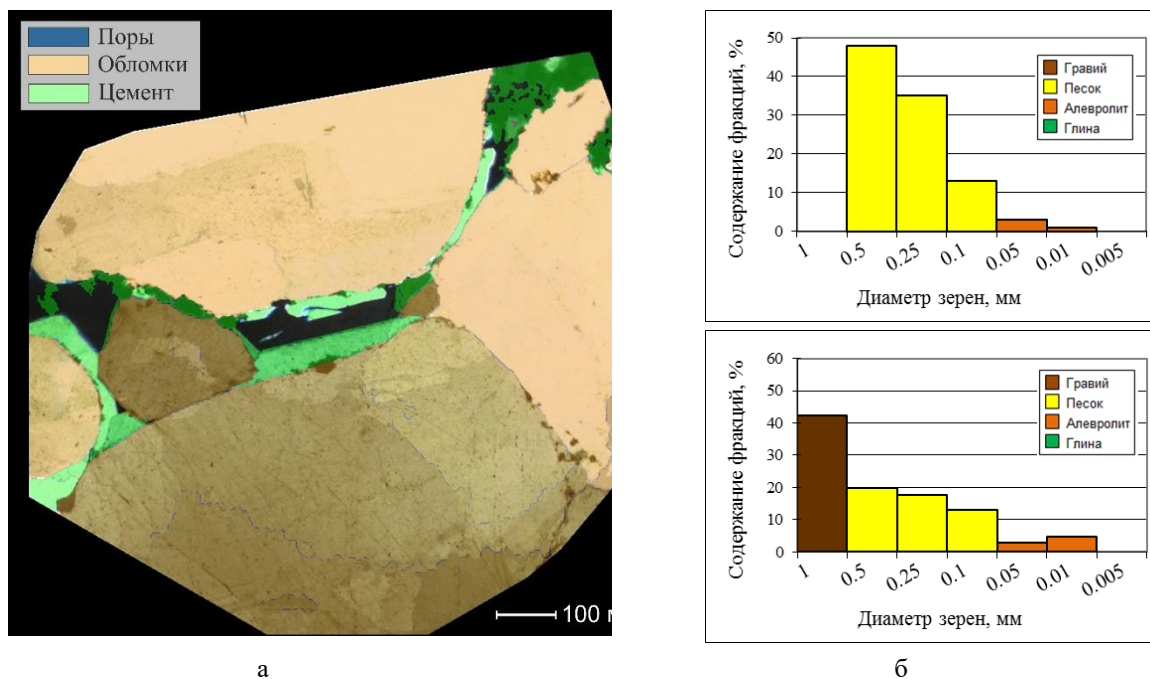


Рис. 1. Гравелит песчаный с регенерационным кварцевым цементом:

- а – прокрашенный петрографический шлиф с наложенной маской пор, обломков и цемента;
б – гистограмма распределения результатов гранулометрического состава по данным имидж-анализа (сверху) и пипеточно-ситового анализа (снизу)

Также исследование показало, что эффективность распознавания обломочной и цементирующей частей намного лучше в чистых кварцевых песчаниках. Для пород аркозовой и граувакковой групп рекомендуется контроль параметров подсчета с ручным выделением обломочной части из цемента. Особенно важна ручная корректировка для алевролитов граувакково-аркозовых с чешуйчато-волокнистым глинистым цементом, в которых обломочная масса сливается с цементирующей. В таких породах требуется соотносить результаты имидж-анализа с пипеточно-ситовым и рентгенофазовым анализом, обращая внимание на структурную и минералогическую глинистость.

Имидж-анализ песчаников с регенерационным цементом всегда требует ручной корректировки изображения с выделением новообразованных каемок (рис. 1а). Однако, по сравнению с другими методами исследования, после ручной корректировки имидж-анализ позволяет определить содержание новообразованного кварцевого цемента, а также установить исходные и приобретенные в процессе эпигенеза параметры зерен.

При наличии в песчаниках карбонатного цемента пипеточно-ситовой анализ взаимозаменяем имидж-анализом, в то время как наличие плохо растворимого ангидрита приводит к расхождению в результатах подсчетов. Даже при наличии спорадически развитого

ангидрита рекомендуется использовать имидж-анализ, поскольку неполное удаление цемента приводит к завышению среднего диаметра зерен в навеске для пипеточно-ситового анализа.

На примере нескольких литотипов терригенных коллекторов показано, что имидж-анализ эффективен не для всех групп пород и часто требует ручной корректировки изображения и дополнительного контроля лабораторными методами исследования. Ожидается, что результаты данной работы позволят сформировать эффективный комплекс для лабораторного исследования терригенных коллекторов в зависимости от их состава и структурных особенностей.

Литература

1. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава. М.: Стандартинформ, 2015. 18 с.
2. ГОСТ 21216-2014. Сырье глинистое. Методы испытаний. М.: Стандартинформ, 2015. 39 с.

СЕКЦИЯ 4:
Экологические проблемы нефтегазового комплекса

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОПАСНЫХ ЭКЗОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Жаркова В.В.* , Сизов О.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
*E-mail: *zharkova.v@gubkin.ru*

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, опасные экзогенные процессы, аварийные ситуации, многолетнемерзлые породы

На сегодня трубопроводный транспорт является наиболее распространенным видом транспортировки нефти, газа и продуктов их переработки. В Российской Федерации протяженность всех трубопроводов достигает свыше 200 тыс. км [1]. Многообразие ландшафтных условий определяет выбор инженерно-технических решений при строительстве и эксплуатации трубопровода и сопутствующей инфраструктуры. Одной из основных природных причин возникновения аварий и различных дефектов на магистральных трубопроводах являются экзогенные геологические процессы. В зависимости от климатических условий пролегания трассы преобладающие типы опасных экзогенных процессов могут отличаться.

Вопросы изучения опасных геологических экзогенных процессов в России изложены в работах Н.Г. Анисимовой, А.С. Викторова, Е.С. Дзекцера, В.П. Зверева, А.Т. Зверева, Е.Ф. Зориной, Б.М. Крестина, В.М. Кутепова, В.С. Круподерова, Г.А. Ларионова, Л.Ф. Литвина, И.В. Мальневой, В.И. Макарова, И.О. Тихвинского, О.Н. Трапезниковой, В.П. Хоменко, А.И. Шеко, С.В. Рыбальченко [2–6] и др. Авторы рассматривают основные условия и факторы развития опасных экзогенных процессов и особенности их распространения на территории России. Кроме этого, в работах изложены общие закономерности развития и классификации экзогенных опасностей, а также способы мониторинга и методы борьбы с этими процессами.

Все экзогенные процессы отличаются по своему генезису и проявлению в различных природных условиях. Тем не менее, можно типизировать (по Шеко, 1980) схожие генетические типы экзогенных геологических опасностей в зависимости от:

- климатических и биологических факторов (выветривание);
- энергии рельефа (оползни, лавины, ледники, обвалы, осыпи);
- поверхностных вод (абразия, термоабразия, затопление, переработка берегов, заиление, эрозия, термоэрозия, сели, аккумуляция наносов);
- подземных вод (карст, суффозия, подтопление, затопление, засоление, набухание);
- ветра (дефляция, коррозия, аккумуляция);
- промерзания и оттаивания горных пород (пучение, растрескивание, наледи, курумы, термокарст, солифлюкция);
- выработки подземного пространства (проседание, оседание) [2].

Основное воздействие, приводящее к разрушению линейной части и основных инфраструктурных элементов магистральных нефте- и газопроводов (аварийной ситуации), связано с изменением температуры грунта в зоне контакта окружающей среды и сооружения.

Опасные инженерно-геологические процессы по-разному воздействуют на различные элементы конструкции линейной части трубопровода, при которых возникают следующие негативные последствия:

- перекося и опрокидывание утяжелителей, сдирающих изоляционное покрытие;
- деформация и смещение трубы под воздействием грунтового массива;
- выпучивание или осадка свайного основания и крановых узлов, вызывающих деформацию трубы и разрыв сварных швов;
- размыв обвалования, всплытие трубы, нарушение изоляционного покрытия и активизации коррозии металла [5].

Для выявления региональных особенностей воздействия ЭГП в данной работе были выбраны следующие магистральные трубопроводы:

– магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь–Тихий Океан» – проходит по территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Амурской области. Южная Якутия характеризуется наличием многолетней мерзлоты и геокриологических процессов, именно поэтому детально рассматривается участок ВСТО, проходящий через Якутию (от Олекминска до Алдана);

– магистральный нефтегазопровод «Сахалин-2» – выбрана трубопроводная система от Пильтун-Астохского и Лунского месторождений до завода по производству СПГ (особое внимание уделяется Макаровскому и Долинскому районам);

– магистральный газопровод «Бованенково–Ухта» – проходит по территории Ямало-Ненецкого и Ненецкого автономных округов. Затрагивается территория Крайнего Севера России с позиции влияния опасных экзогенных процессов, для оценки выбран участок КС Байдарацкая–КС Воркутинская;

– магистральный газопровод «Бухара–Урал» – проходит из Узбекистана, через Казахстан в Россию. Для изучения опасных экзогенных процессов был выбран участок Южного Урала, где распространены эрозионные процессы и проявление карста;

– магистральный нефтепродуктопровод «Рязань–Москва» – для изучения опасных экзогенных процессов был выбран участок с 138 км по 172 км, проходящий по Московской области.

Результаты анализа проявления опасных экзогенных процессов на выбранных участках магистральных трубопроводах приведены в табл. 1 [2–7].

На основании проведенного исследования можно сделать вывод о необходимости регионального подхода при оценке воздействия опасных экзогенных процессов на магистральные трубопроводы. Распространенность данных процессов на выбранных участках характеризуется наличием многолетнемерзлых пород, горной местности и криолитозоны, что, в свою очередь, усиливает проявления экзогенных опасностей в контакте с инженерно-техническим сооружением.

Для выявления данных опасностей на участках нефте- и газопроводов наиболее перспективным является внедрение системы мониторинга на основе данных дистанционного зондирования Земли, получаемых из космоса и с беспилотных летательных аппаратов [8]. Именно данный способ анализа экзогенных опасностей позволяет совершенствовать систему экологического мониторинга путем определения конкретных экзогенных процессов, повышая эффективность использования соответствующих технических средств в целом.

Таблица 1. Проявления экзогенных процессов на выбранных участках магистральных трубопроводов [2–7]

Опасные экзогенные геологические процессы	Участок МНП «Восточная Сибирь–Тихий Океан»	Участок МНГП «Сахалин-2»	Участок МГП «Бованенково –Ухта»	Участок МГП «Бухара –Урал»	Участок МНПП «Рязань –Москва»
Оползни, осыпи	–	+	+	+	+
Лавины	–	+	–	–	–
Сели	–	+	–	–	–
Термоэрозия и эрозия	+	–	+	+	+
Суффозия	+	–	–	+	+
Подтопление, затопление и заболачивание	–	+	+	–	+
Термокарст и карст	+	–	+	+	+
Сезонное и многолетнее пучение грунтов	+	–	+	–	+
Наледи	+	+	+	–	–
Солифлюкция	–	–	+	–	–

Литература

1. Гибадулин П.Д., Уланов В.В. К вопросу о безопасности трубопроводного транспорта нефти и газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 12(132). С. 16–20.
2. Анисимова Н.Г., Бурова В.Н., Викторов А.С. и др. Природные опасности России: В 6 т. Т. 3 / Под общ. ред. В.М. Кутепова, А.И. Шеко. М.: КРУК, 2002. 348 с.
3. Struchkova G., Kapitonova T., Efremov P. Geotechnical monitoring of pipeline systems operating under conditions of permafrost (Yakutia) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 666, No. 3. P. 032088. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/666/3/032088>
4. Казаков Н.А., Генсировский Ю.В. Экзогенные геодинамические и русловые процессы в низкогорье о. Сахалин как факторы риска для нефтегазопроводов «Сахалин-2» // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. 2008. № 6. С. 483–496.
5. Марахтанов В.П. Воздействие опасных инженерно-геологических процессов на газопроводы в области криолитозоны Западной Сибири // Norwegian Journal of Development of the International Science. 2019. № 9-2(34). С. 25–33.
6. Губарьков А.А., Идрисов И.Р., Кириллов А.В. Активизация криогенных процессов при строительстве газопровода Бованенково – Ухта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 2(104). С. 6–11.
7. Смирнов А. И. Проявления экзогенных геологических процессов на Южном Урале и в Предуралье (Интенсивность распространения и активность развития): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Пермь, 1998. 17 с.
8. Жаркова В.В., Сизов О.С., Лобжанидзе Н.Е. Применение беспилотных летательных аппаратов для экологического мониторинга магистральных систем нефтепроводов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2023. № 5(314). С. 59–65. [https://doi.org/10.33285/2411-7013-2023-5\(314\)-59-65](https://doi.org/10.33285/2411-7013-2023-5(314)-59-65)

НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЗАЩИТЕ АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БЕСТРАНШЕЙНЫМИ МЕТОДАМИ И В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Зайцев А.Е.^{*}, Носова Е.С., Голивкин П.В., Петрусенко Е.В.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 195112, г. Санкт-Петербург,
вн.тер.г. муниципальный округ Малая Охта, пр-т Малоохтинский, д. 45, лит. А

E-mail: ^{}A_Zaytsev@vniigaz.gazprom.ru*

Ключевые слова: защитное стеклотермопластовое покрытие труб (ЗСП), строительство в сложных инженерно-геологических условиях, бестраншейные методы, антикоррозионное покрытие

В настоящее время бестраншейные методы становятся предпочтительными при строительстве трубопроводов на участках их пересечений с естественными и искусственными препятствиями. Однако, применение бестраншейных методов строительства сопряжено с потенциальными рисками повреждения антикоррозионного защитного покрытия труб и зон кольцевых сварных стыковых соединений, основными причинами которых могут являться недостаточный объем инженерно-геологических изысканий на стадии проектирования, некорректный выбор оборудования спусковой дорожки и несоответствующее качество подготовки ее основания, длительные технологические простои, обрушения свода скважины, недостаточный объем балластировки дюкера и др. Повреждения антикоррозионного покрытия в процессе сооружения трубопровода являются критическим обстоятельством, приводящим к необходимости проведения дополнительных мероприятий по их устранению и, как следствие, увеличению сроков сдачи объекта в эксплуатацию.

Преимущества данного метода: причинение значительно меньшего вреда окружающей среде, в сравнении с прокладкой труб в траншее; полное отсутствие влияния на существующую инфраструктуру, так как строительство ведется под землей; увеличенный срок службы трубопровода из-за отсутствия влияния на него климатических условий, а также проходящих морских судов; процесс прокладки трубопровода занимает значительно меньше времени. Также при бестраншейной прокладке трубопровода количество углекислого газа, выделяемого в атмосферу, значительно меньше, чем при прокладке открытым методом, что является наиболее приемлемым решением с экологической точки зрения [1].

Бестраншейные технологии превосходно зарекомендовали себя в тех местах, где прокладка трубы традиционным способом невозможна, особенно, когда это связано с разрушением природоохранных зон (парков, скверов, садов и т. п.), поскольку приводит к нарушению корневой структуры зеленых насаждений, понижению грунтовых вод и засыханию окружающей флоры, образованию провалов и бугров на месте траншеи по причине неравномерности ее засыпки.

Одним из решений, отвечающим современным требованиям и позволяющим применять передовые технологии бестраншейной прокладки труб без риска повреждения основного металла и антикоррозионного покрытия трубопровода, является применение дополнительных защитных покрытий, наносимых поверх антикоррозионного в заводских или трассовых условиях. Примером

таких покрытий может быть допущено к применению на объектах ПАО «Газпром» защитное стеклотермопластовое покрытие (ЗСП) типа «Кольчуга», представляющее собой композиционный материал на основе модифицированного полиэтилена, однонаправленно армированного стекловолокном. В лаборатории защитных и теплоизоляционных покрытий и в лаборатории материалов и изделий для строительства и ремонта трубопроводов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведен ряд исследовательских и аттестационных испытаний различных модификаций ЗСП по определению его физико-механических характеристик, оценке допускаемых нагрузок на покрытие и условий взаимодействия антикоррозионного покрытия и ЗСП на границе раздела, в том числе:

– проведены лабораторные испытания, а также механические испытания на специальных стендах, позволяющих моделировать нагрузки на трубы с защитным покрытием, возникающие в реальных условиях строительства и эксплуатации участка перехода трубопровода, и наличие сложных инженерно-геологических условий;

– определен минимальный объем и разработаны методики испытаний, используемых для производства ЗСП материалов и труб с ЗСП как единой конструкции;

– определены основные характеристики ЗСП и выполнена оценка их численных значений, позволяющих обеспечить защитные свойства покрытия в сложных инженерно-геологических условиях или при строительстве бестраншейными методами в зависимости от его толщины, характеристик используемых материалов и режимов (технологии) нанесения ЗСП на трубу с антикоррозионным покрытием.

При производстве, транспортировке, прокладке и эксплуатации ЗСП не является токсичным, не оказывает вредного воздействия на организм человека и окружающую среду. Специальных мероприятий для предупреждения вреда окружающей среде и здоровью человека при испытании, хранении, транспортировании и эксплуатации труб с ЗСП не требуется.

Литература

1. Орлов В.А., Сторожев А.П., Герасимов В.А. Бестраншейные технологии на службе экологии // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. 2019. № 1(205). С. 26–30. <https://www.c-o-k.ru/articles/bestransheyne-tehnologii-na-sluzhbe-ekologii> (Дата обращения 02.10.2023).

РАБОТА РЕАБИЛИТАЦИОННОГО ЦЕНТРА ДИКИХ ЖИВОТНЫХ КАК ЧАСТЬ ПЛАНА ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПРИМЕРЕ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Зеновская А.И.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

E-mail: anna.zenovskaya@mail.com

В современном мире одной из наиболее актуальных задач является обеспечение устойчивого развития, что становится особенно важным для сохранения биоразнообразия и восстановления дикой природы, подвергшейся воздействию человеческой деятельности. В регионе, где нефтегазовая промышленность играет ключевую роль в экономике, эти проблемы приобретают особую остроту [1].

Аварийные разливы нефти, будь то выбросы из танкеров, судов, нефтепроводов, морских платформ или резервуарных парков, представляют собой серьезную угрозу прибрежной и морской фауне, особенно для птиц и млекопитающих.

Эффективный план спасения животных, пострадавших от нефтяных разливов, становится неотъемлемой частью усилий по ликвидации разливов нефти. Это важный аспект охраны дикой природы и способствует смягчению негативных последствий разливов нефти. Однако для успешной реализации этой задачи необходимо строгое планирование, обеспечение соответствующего оборудования и квалифицированного персонала, а также обеспечение поддержки на всех этапах спасательных операций [2].

Центр реабилитации диких животных – это специализированное учреждение, спроектированное для проведения процесса восстановления здоровья морских животных и птиц, которые пострадали от воздействия нефтяных разливов. Основная цель такого центра заключается в снижении вредного воздействия нефти и нефтепродуктов на физическое состояние дикой природы, а также в поддержании разнообразия живых организмов в естественной среде обитания [3].

В работе такого центра должны быть четко выделены этапы: карантин, медицинского обследования, лечения, кормления и восстановления физической формы животных. Особое внимание уделяется развитию навыков, необходимых для выживания в дикой природе, что обеспечивает успешное возвращение животных в их естественную среду обитания.

На рис. 1 показан цикл пребывания диких животных в центре реабилитации. На первом этапе птицы попадают на прием к ветеринарам, которые делают заключение о возможности применения интенсивной терапии дикого животного. В случае если это невозможно, птиц отправляют на эвтаназию с последующей утилизацией тушек. Интенсивная терапия заключается в применении медицинского препарата к загрязненному животным, а именно абсорбента, чтобы все нефтепродукты вышли естественным путем, и витаминов для восстановления ослабевшей птицы. Следующим этапом является стабилизация животного, представляющая из себя адаптацию к условиям центра реабилитации. Далее следует процесс очистки посредством применения специализированных средств для мытья, по направлению роста перьев, который проходит

в несколько циклов со сменой воды. Сушка проходит с помощью тепловых пушек. Этапы ухода и кормления зависят напрямую от состояния представителя пернатых. В случае успешного выздоровления после заключения ветеринара птицу выпускают [3, 4]

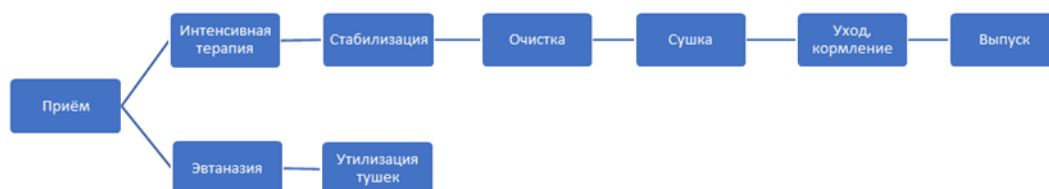


Рис. 1. Цикл пребывания диких животных в центре реабилитации

Для успешной работы такого центра необходимо привлечение высококвалифицированных специалистов, обладающих опытом работы с дикой природой. Кроме того, важным моментом является создание и внедрение программ обучения и подготовки волонтеров и сотрудников центра.

Для более детального анализа существования реабилитационных центров нефтезагрязненных птиц, можно использовать PEST-анализ. Этот метод поможет проанализировать политические, экономические, социальные и технологические факторы, которые могут влиять на создание и функционирование таких центров.

Политические факторы:

1. Наличие законодательства, которое обязывает предприятия нести ответственность за последствия нефтяных разливов на территории, в том числе и за ущерб экосистемам и животным.
2. Поддержка государственных органов в создании реабилитационных центров и введении мер защиты птиц и других животных от нефтяных загрязнений.

Экономические факторы:

1. Высокие затраты на создание и содержание реабилитационных центров, включая затраты на оборудование и персонал.
2. Наличие спроса на экологические услуги и поддержку экологических проектов со стороны коммерческих организаций.

Социальные факторы:

1. Растущее осознание обществом важности защиты окружающей среды и сохранения биоразнообразия.
2. Увеличение численности организаций и групп, занимающихся защитой животных и природы.

Технологические факторы:

1. Возможности использования новых технологий и инноваций в создании и обслуживании реабилитационных центров.
2. Возможности для совершенствования технологий очистки и лечения птиц от нефтяных загрязнений.

С учетом вышеуказанных факторов, PEST–анализ показывает, что существует необходимость в создании реабилитационных центров для нефтезагрязненных птиц.

Финансирование деятельности центра реабилитации должно быть обеспечено путем привлечения средств как государственных, так и частных и международных организаций. Осуществление научных исследований и мониторинга состояния животных после их освобождения в природе также является важной составляющей работы центра. Сотрудничество с другими организациями, занимающимися реабилитацией дикой природы и охраной окружающей среды, также играет важную роль в успешной деятельности центра.

В итоге, для эффективного функционирования центра реабилитации диких животных в Сахалинской области необходим комплексный подход, включающий в себя обеспечение безопасности, систематический мониторинг, профессиональную подготовку и сотрудничество, а также финансовую поддержку.

Литература

1. *Харахинов В.В.* Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: Научный мир, 2010. 276 с.
2. Большинство пострадавших от аварии на танкере «Надежда» птиц погибли // Интерфакс. 2015. 7 декабря. <https://www.interfax.ru/russia/483492> (Дата обращения 01.09.2023).
3. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для морских объектов производственного комплекса «Пригородное» (ЛАРН). Южно-Сахалинск: Сахалин Энерджи, 2017. 133 с.
4. *Samatov A.* Assessment of Sakhalin Energy's readiness to respond to the oiled wildlife // NOWPAP MERRAC Expert Meeting. Response to Oiled Wildlife in the NOWPAP Region, Vladivostok, Russian Federation, 20–22 October 2015. P. 89–99. https://merrac.nowpap.org/merrac/publication/select_expertMeeting_list (Дата обращения 01.09.2023).

СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ ЗА СЧЕТ МОДЕРНИЗАЦИИ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Игнатченко О.А.^{1*}, Игнатченко Д.А.^{2}, Аракелян А.Г.^{3***}**

1 – Кубанский государственный технологический университет,
РФ, 350072, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2

2 – Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина,
РФ, 350044, г. Краснодар, ул. Калинина, д. 13

3 – Ставропольский государственный институт, РФ, 355042, г. Ставрополь, ул. Ленина, д. 417а
E-mail: *ignatchenko.oleg2501@outlook.com, **mr.193rus@mail.ru, ***alya.arakelyan.18@mail.ru

Во всем мире на газокomppressorных станциях используются газоперекачивающие агрегаты (ГПА) и газотурбинные установки (ГТУ), которые выполняют функции по транспорту газа по магистральным трубопроводам, а также устанавливаются на компрессорных станциях (КС) и подземных хранилищах газа (ПХГ). У данных типов агрегатов существует общий недостаток, связанный с выбросом газа в атмосферу при остановке ГПА или ГТУ [1], а вопросы экономичности и экологичности остаются актуальными и по сегодняшний день. Данная проблема была рассмотрена авторами на примере компрессорной станции Краснодарского Управления Подземного Хранения Газа (УПХГ) филиала ООО «Газпром ПХГ».

В компрессорной станции Краснодарского УПХГ эксплуатируются компрессорные цеха, в машинных залах которых установлены ГПА – газомотокомпрессоры типа МК-8 и МК-8М. Во время работы ГПА не исключены случаи плановых, а также вынужденных, а в некоторых случаях – аварийных остановок агрегатов.

В процессе пуска ГПА необходимо заполнять технологическим газом контур трубопроводов обвязки (рис. 1) и компрессорную часть агрегата для уравнивания перепада давления до и после ЗРА всасывания и нагнетания, а также для опрессовки компрессорной части. Через запорную арматуру продувки поступает технологический газ, взятый из коллектора нагнетания 1 и 2 ступени соответственно [2].

Для заполнения внутреннего объема полости трубопроводов обвязки ГМК и компрессорной части необходимо определенное количество технологического газа (табл. 1).

**Таблица 1. Внутренний объем полости трубопроводов обвязки
и компрессорной части без давления**

№ цеха	Внутренний объем одного ГПА, м ³
1	5,2
2	5,5

Объем газа по давлению, стравливаемый в атмосферу, авторами рассчитан по формуле Менделеева–Клапейрона, или уравнению Клапейрона состояния идеального газа, и по формуле универсального газового закона [3].

В итоге было получено 369,9 м³ газа с одного агрегата КЦ № 1 и 391,2 м³ газа с другого агрегата КЦ № 2 при условии усредненного давления 80 кгс/см² и усредненной температуры 30 °С – за одно стравливание газа.



Рис. 1. Технологическая обвязка компрессорных цехов

В Краснодарском УПХГ только за 2018 год, по подсчетам авторов, по официально занесенным данным произведено 72 стравливания газа из контура ГПА компрессорного цеха № 1 и 64 стравливания газа из контура ГПА компрессорного цеха № 2. Т. е. газ общим объемом 26632,8 м³ КЦ № 1 и 25039,3 м³ КЦ № 2 был стравлен в атмосферу. Согласно приказу Федеральной антимонопольной службы от 03.09.18 № 1087/18 (кроме населения и потребителей Российской Федерации, указанных в пункте 15.1 «Основные положения формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации», утвержденном постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 года № 1021) стоимость газа за 1000 м³ по Краснодарскому краю равна 4792 руб., что в пересчете для КС Краснодарского УПХГ составляет 247612,71 руб. [4, 5].

Применение неиспользованного газа и минимизирование воздействия на окружающую среду возможно путем установки газосборных пунктов на ГПА компрессорных цехов.

Авторами было предложено ввести системы трубопроводов, задача которых – выбирать газ из контура остановленного ГПА, передавать его в топливную магистраль соседних ГПА, при этом пройдя регуляторы давления, и направлять в пункт редуцирования топливного газа (рис. 2) [6].

Технологический процесс предлагаемого технического решения будет проходить в следующей последовательности: при подаче команды сменным диспетчером на открытие ЗРА для стравливания газа из контура, газа движется по сборному коллектору через регулятор давления под максимальным давлением 100 кгс/см², а после него редуцируется до 4 кгс/см² и далее через обратный клапан поступает в действующий газосепаратор, после чего, смешиваясь с потоком газа, взятого из коллектора всасывания 1 ступени, поступает в коллектор топливного газа компрессорных цехов и далее в цилиндры ГПА (рис. 3) [7]. Следует понимать то, что большая часть оборудования уже находится в составе КС – газосепаратор, регуляторы давления, трубопроводы обвязки ГПА, топливные коллекторы, ЗРА и т. д., таким образом, для реализации предлагаемого технического решения остается лишь небольшая часть необходимого оборудования.



Рис. 2. Пункт редуцирования топливного газа компрессорных цехов

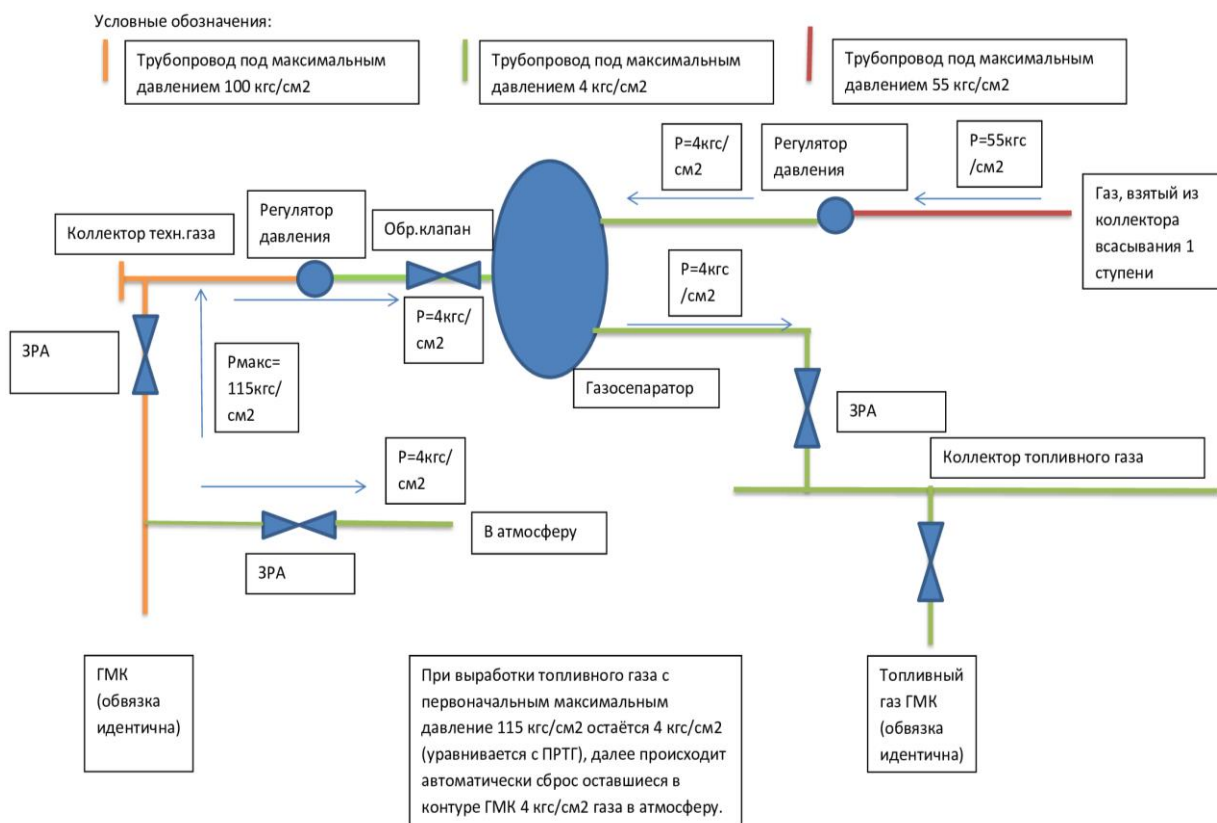


Рис. 3. Схема газосборного пункта компрессорных цехов

В итоге, в контуре остается незначительная часть технологического газа под давлением 4 кгс/см², количество которого можно рассчитать по той же формуле Менделеева–Клапейрона или уравнению Клапейрона состояния идеального газа.

За один сезон получены следующие показатели: 1332 м³ газа КЦ № 1 и 1251,84 м³ газа КЦ № 2 при условии давления 4 кгс/см² и усредненной температуры 30 °С – это тот газ, который все же остался в контурах ГПА после уравнивания давления и подлежит дальнейшему стравливанию.

Согласно указанному ранее приказу ФАС от 03.09.18 № 1087/18 [4], стоимость газа за 1000 м³ по Краснодарскому краю равна 4792 руб., что в пересчете составляет 12381,76 руб.

В результате авторами произведен расчет экономической эффективности предлагаемого технического решения (табл. 2 и 3).

Таблица 2. Экономия средств за счет уменьшения показателей стравливаемого газа в атмосферу и штрафов, согласно приказу ФАС от 03.09.18 № 1087/18, при разном давлении в контуре ГПА

Давление в контуре ГПА	Стоимость штрафов за выбросы метана, руб.	Экономия, руб.
80 кгс/см ²	247612,71	235230,95
4 кгс/см ²	12381,76	

Таблица 3. Стоимость потребления неиспользованного газа

Давление в контуре ГПА	Стоимость потребления газа, руб.	Экономия, руб.
80 кгс/см ²	341552,64	324473,20
4 кгс/см ²	17079,44	

В итоге, по расчетам авторов работы, получаем итоговую экономию 559704,15 руб. за счет уменьшения штрафа за выбросы метана в атмосферу и за экономию от потребления неиспользованного газа.

Научная новизна заключается в аналитическом и экспериментальном определении оптимальных параметров оборудования газосборных пунктов компрессорных цехов, изучения газодинамических потоков.

Практическая значимость заключается в том, что для внедрения газосборных пунктов компрессорных цехов не требуется существенных материальных затрат, при этом достигается минимизация воздействий на окружающую среду, уменьшение штрафов за счет модернизации действующего оборудования.

В заключение можно сказать, что окупаемость данного внедрения составит примерно 10 лет – при модернизации действующей КС и менее 5 лет – при проектировании новой КС с предлагаемым техническим решением. После внедрения данной технологии следует отметить положительные качества, такие как: сокращение выбросов газа в атмосферу, увеличение экологической безопасности, сокращение расходов на выплаты штрафов за выбросы газа в атмосферу, сокращение потерь газа при стравливании контура ГПА, уменьшение уровня шума при стравливании оставшегося газа. Еще одним из плюсов данного внедрения является то, что не придется вносить глобальные изменения в изначальную конструкцию, так как большая часть оборудования уже установлена на КС в пунктах подготовки топливного газа, требуется всего лишь дополнительная переобвязка трубопроводов и установка ГПА.

Литература

1. *Самсонов Р.О., Казак А.С., Башкин В.Н.* Применение методов системного анализа для оценки геоэкологических рисков в газовой отрасли // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. № 2. С. 25–37.
2. Выписка из технологического регламента Подземного хранилища газа филиала ООО «Газпром ПХГ» «Краснодарского УПХГ», с. Успенское, 2019 г. / ПАО «Газпром», Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ». 313 с.
3. *Кудрявцев П.С.* Курс истории физики. Учеб. пособие. М.: Просвещение, 2001. 623 с.
4. Об утверждении оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации: Приказ Федеральной антимонопольной службы № 1087/18 от 03.08.2018 // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201808100027>
5. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах: Постановление Правительства Российской Федерации № 913 от 13.09.2016 // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102409476>
6. *Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К.* Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. М.: Недра, 2000. 279 с.
7. *Лойцянский Л.Г.* Механика жидкости и газа: Учебник для вузов. 7-е изд., испр. М.: Дрофа, 2003. 840 с.

СПУТНИКОВЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ МОРЕЙ РОССИИ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ

Илюшина П.Г.^{1,2*}, Андронов Д.П.^{2,3**}, Эрендженова А.А.^{2***}, Калениченко В.О.^{2****}

1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

2 – ООО «ЦМИ МГУ», РФ, 119992, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 77

3 – ООО «Моринтех», РФ, 143005, г. Москва, ул. Нобеля, д. 7

E-mail: **p.ilyushina@marine-rc.ru*, ***d.andronov@marine-rc.ru*, ****a.erendzhenova@marine-rc.ru*,
*****v.kalenichenko@marine-rc.ru*

Ключевые слова: пленочные загрязнения, оперативный мониторинг, радиолокационные изображения

Активное освоение шельфа морей России и развитие сферы морских перевозок обуславливают необходимость экологического мониторинга состояния акваторий для предупреждения развития негативных процессов. К ключевым задачам спутникового мониторинга поверхности моря относится выявление пленочных загрязнений, которые образуются вследствие судовых разливов или аварий на объектах нефтедобывающей инфраструктуры. На основе данных ДЗЗ можно определять форму и размер пятна, время жизни, специфику растекания и дрейфа, предполагаемый источник [1].

До недавнего времени большинство работ российских научных групп было посвящено детектированию пленочных загрязнений на поверхности южных морей России. В последние годы возрос интерес к экологическому мониторингу арктических морей. Однако для арктических регионов большую проблему представляет лед, который в начальных стадиях своего развития может быть очень похож на пленочные загрязнения.

Спутниковый экологический мониторинг акваторий во многом опирается на радиолокационные изображения. Запуск в мае 2023 года российского радиолокатора Кондор-ФКА открывает новые возможности для развития методов обработки радиолокационных изображений для мониторинга пленочных загрязнений на поверхности моря.

Основным источником в последние годы являются данные радиолокаторов С-диапазона Sentinel-1A, -1B, которые расположены в открытом доступе. Однако в работе [2] показано, что для мониторинга пленочных загрязнений целесообразно использовать данные в Х диапазоне. Тем не менее постоянно пополняемые архивы радиолокационных изображений Sentinel-1 являются ценным источником информации о пространственно-временной изменчивости состояния морской поверхности.

Методика обработки заключается в экспертном или автоматизированном анализе радиолокационного изображения, на котором пленка выглядит как самый темный объект на поверхности взволнованной воды. Сравнивая отечественный и зарубежный опыт мониторинга пленочных загрязнений, можно прийти к выводу, что в российской литературе основной приоритет отдается экспертному дешифрированию [3, 4], тогда как в зарубежной – автоматизированным методам идентификации пленочных загрязнений с применением инструментов искусственного интеллекта (ИИ) и машинного обучения [5, 6].

Авторами данной статьи накоплен достаточно большой опыт выполнения работ по спутниковому мониторингу пленочных загрязнений, среди которых можно выделить два основных направления: оперативный мониторинг и интегральный анализ загрязнения поверхности за выбранный период времени. Оба подхода определяют свои требования к данным, методам их обработки и периодичности мониторинга.

При оперативном мониторинге основная задача – определение положения загрязнения, его вероятного источника и траектории его дрейфа. В этой задаче важную роль играет скорость получения и обработки спутникового изображения. Для определения вероятного источника загрязнения привлекают информацию о положении судов в акватории в момент съемки и положении объектов инфраструктуры.

При оценке интегрального загрязнения поверхности за выбранный промежуток времени целью является анализ положения пленочных загрязнений антропогенного происхождения относительно судовых трасс и объектов нефтедобывающей инфраструктуры, определение участков акваторий, где загрязнения происходят чаще всего.

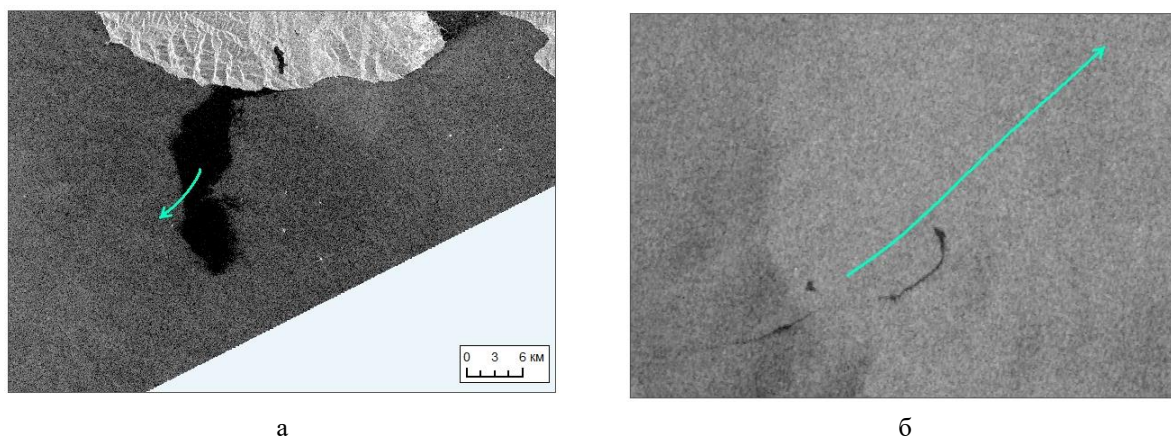
Данная работа ориентирована на демонстрацию возможных результатов двух перечисленных видов мониторинга на примере пленочных загрязнений Черного, Каспийского и Карского морей. Отметим, что важно учитывать особенности спутникового мониторинга, которые характерны для арктических морей. Например, если при мониторинге южных акваторий (Черное или Каспийское моря), ледовые условия не оказывают существенного влияния на достоверность дешифрирования, то при мониторинге арктических акваторий учет ледовых условий необходим, поскольку зачастую пленочные загрязнения и начальные виды льда выглядят одинаково на радиолокационных изображениях.

Результаты

На основе архивов данных Sentinel-1 было проанализировано положение пленочных загрязнений антропогенного происхождения в акватории Каспийского моря за период 2015–2022 гг. Анализ показывает, что пленки возникают преимущественно вследствие судовых сбросов и расположены вдоль основных судовых трасс или возле крупных портов (Баку, Махачкала). Следует отметить большую плотность пленочных загрязнений в акватории Каспийского моря около порта Баку и у поселка Нефтяные Камни (Азербайджан).

В качестве примера оперативного мониторинга пленочных загрязнений можно привести разлив в Черном море, который был обнаружен по снимкам Sentinel-1 от 8 августа 2021 г. (рис. 1а). Большая площадь загрязнения (92 км²) и приуроченность его положения к объектам нефтедобывающей инфраструктуры позволяют сделать вывод о том, что это загрязнение – следствие аварии на ближайших нефтеналивных терминалах.

Другим примером результата оперативного мониторинга является пленочное загрязнение, обнаруженное в Карском море 26.09.2022. Оно состоит из 3 сликков: 2 – удлиненной формы и 1 – округлой, общей площадью около 1,05 км² (рис. 1б). Сликки имеют высокий контраст относительно фона, с резкими краями. Ветер на момент съемки юго-западный, со скоростью 5–6 м/с. Высокий контраст загрязнений относительно фона позволяет предположить, что загрязнение возникло незадолго до съемки, а вытянутая форма и близость судов позволяют предположить, что загрязнение оставлено проходящим судном.



а

б

Рис. 1. Примеры пленочных загрязнений:

- а – аварийный разлив в Черном море, обнаруженный на снимке Sentinel-1 от 08.08.2021 и траектория его дрейфа на 24 часа вперед;
- б – судовой разлив в Каспийском море, обнаруженный на снимке Sentinel-1 от 26.09.2022 и траектория его дрейфа на 24 часа вперед

Выводы

Таким образом, можно заключить, что два вида спутникового мониторинга пленочных загрязнений требуют разных методических подходов. Наличие открытых, постоянно пополняемых архивов радиолокационных изображений Sentinel-1 позволяет выполнять как оперативный мониторинг (в пределах 6–8 часов после пролета спутника), так и интегральную оценку загрязненности поверхности моря за выбранный промежуток времени (начиная с 2015 года).

Литература

1. *Fingas M.F., Brown C.E.* Review of oil spill remote sensing // Proceedings of the Forty-fifth AMOP Technical Seminar, Environment and Climate Change. Ottawa, ON: Environment Canada, 2023. P. 435–469.
2. *Zheng H., Zhang Y., Wang Y. et al.* The polarimetric features of oil spills in full polarimetric synthetic aperture radar images // Acta Oceanologica Sinica. 2017. Vol. 36, No. 5. P. 105–114. <https://doi.org/10.1007/s13131-017-1065-4>
3. *Бармин И.В.* Мониторинг загрязнений моря судами по данным дистанционного зондирования // Морской сборник. 2013. № 9. С. 41–49.
4. *Евтушенко Н., Иванов А., Рыбчак Н., Кучейко А.* Спутниковый радиолокационный мониторинг Кольского залива: пространственно-временное распределение пленочных загрязнений и их основные источники // Экология и промышленность России. 2016. Т. 20, № 7. С. 46–53. <https://doi.org/10.18412/1816-0395-2016-7-46-53>
5. *Ouchi K., Yoshida T.* On the interpretation of synthetic aperture radar images of oceanic phenomena: past and present // Remote Sensing. 2023. Vol. 15, No. 5. P. 1329. <https://doi.org/10.3390/rs15051329>
6. *Temitope Yekeen S., Balogun A.-L.* Advances in remote sensing technology, machine learning and deep learning for marine oil spill detection, prediction and vulnerability assessment // Remote Sensing. 2020. Vol. 12, No. 20. P. 3416. <https://doi.org/10.3390/rs12203416>

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИЛАКТИДА

Кочеткова В.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

E-mail: azazaz.j@yandex.ru

Ключевые слова: биополимер, полилактид, полигидроксibuтират, нетканый материал электроформование, озонид, сорбент

Россия как «экологический донор мира» (из речи В.В. Путина, 2016 г.) обеспечивает почти 10 % биосферной устойчивости. Кроме наличия колоссальных природных ресурсов (лесов, болот), в естественном цикле утилизирующих парниковый углекислый газ, для биосферной устойчивости планеты важна организация комплекса мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов и достижению нейтрального углеродного следа, связанных, прежде всего, с деятельностью предприятий нефтегазового сектора. Несмотря на то, что Россия лидирует по «зеленому» потенциалу в части погашения углеродного следа с отрывом среди всех стран, есть огромные возможности по вовлечению продуктов на основе возобновляемого природного сырья – биополимеров в технологический оборот, что усиливает страну как разработчика и поставщика зеленых технологий на мировой рынок.

Среди различных мероприятий, обеспечивающих решение экологических вопросов в нефтяном секторе, следует выделить возможности применения биополимеров, которые пока используются ограниченно, однако по совокупности своих свойств могут во многих ситуациях прийти на смену полимерам синтетического происхождения, получаемым из углеводородного сырья в результате энергоемких и небезопасных в экологическом отношении технологий. Биополимеры отвечают основным принципам зеленых технологий: они возобновляемы, нетоксичны, не требуют энергетических затрат при их производстве и т. д. [1, с. 30]. Перечень биополимеров, входящих в состав нефтяных композиций различного назначения, постоянно расширяется, а именно: гуар, ксантановая камедь в составе жидкостей для ГРП, микроцеллюлоза и ее производные в составе буровых растворов, наноцеллюлоза, биоуголь, хитозан в составе смазочных материалов и т. д.

В данной работе изучены возможности применения такого биополимера как полилактид (ПЛА), для которого характерна биосовместимость, полная биodeградация в условиях окружающей среды, низкая токсичность и доступность, в качестве основы для получения нетканых ультраволокнистых материалов. ПЛА относится к классу биополимерных материалов – полиалканоаты, также как и полигидроксibuтират (ПГБ). Относительно ПГБ и ПЛА и композитных материалов на их основе известно, что они применяются не только в медицине, военной, сельскохозяйственной и пищевой промышленности, но и в нефтяной промышленности [2]. Перспективы применения нетканых ультраволокнистых материалов на основе ПГБ и ПЛА в нефтяной промышленности связаны с явными преимуществами указанных биополимеров в экологическом отношении.

Во-первых, наблюдается положительное влияние на снижение уровня выбросов парниковых газов при их производстве [3], они способны к разложению в воде и выделению углекислого газа в конце своего жизненного цикла. По сравнению с синтетическими полимерами, получаемыми из нефти, производство ПЛА потребляет почти на 25–55 % меньше энергии. Более того, сокращение использования энергии примерно на 90 % может быть достигнуто за счет использования возобновляемых источников энергии, таких как энергия ветра, на различных этапах производства. Более того, выбросы парниковых газов, связанные с ПЛА, невелики, поскольку выбросы CO₂ во время биоразложения ПЛА уравниваются связыванием CO₂ из атмосферы во время выращивания сельскохозяйственного сырья (рис. 1).

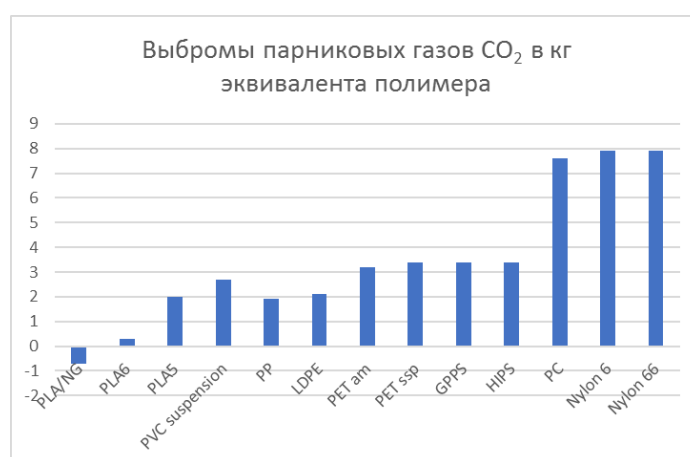


Рис. 1. График выделения парниковых газов от производства различных видов полимеров [3]

Во-вторых, модифицирование биополимеров улучшает свойства полученных материалов, что увеличивает диапазон их применения, например, в качестве сорбентов. Повышение сорбционной способности сорбентов обеспечивается эффективным методом электроформования, как это было показано при получении сорбентов для устранения разливов нефти на водной поверхности [4, 5].

В данной работе для улучшения процесса электроформования биополимерного раствора ПЛА из хлороформа был использован пластификатор – озонид триглицерида олеиновой кислоты (ОТОК), который добавляли в исходный раствор с различным процентным содержанием 1, 3, 5 %, в результате чего получены нетканые материалы, модифицированные пластификатором (рис. 2).

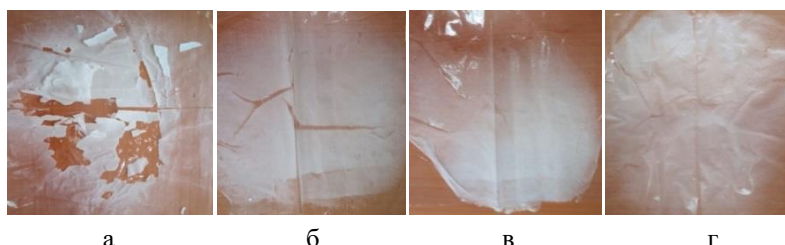


Рис. 2. Образцы нетканых формовочных материалов:
а – 0 % ОТОК; б – 1 % ОТОК; в – 3 % ОТОК; г – 5 % ОТОК

Модификация нетканого материала ОТОК привела к изменению поверхности волокна и морфологии нетканого материала в целом. С увеличением содержания озонида (1–5 %) в нетканых материалах начинают появляться ультратонкие и нановолокна (0,5–3 мкм) (рис. 3). Существенное увеличение их числа наблюдается при концентрации озонида 3 %. Средний диаметр крупных волокон колеблется от 8 до 20 мкм. Следует отметить, что морфология нетканых волокнистых материалов в присутствии пластификатора характеризуется большей извилистостью и переплетениями. Наличие сверхтонких волокон можно объяснить эффектом расщепления первичной струи полимерного раствора на выходе из капилляра, благодаря снижению вязкости, которому способствует добавление пластификатора ОТОК.

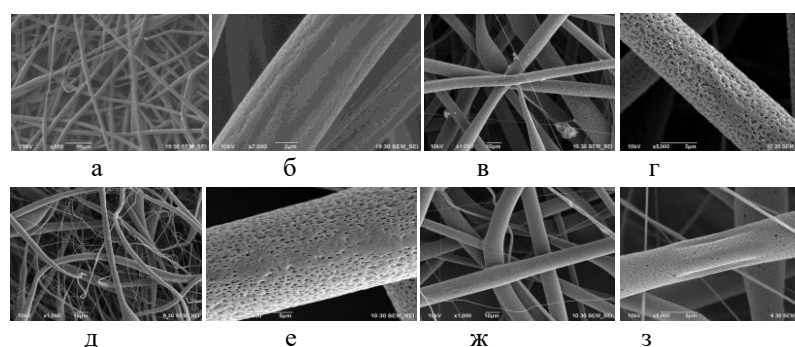


Рис. 3. Нетканые ультраволокнистые материалы полилактида (ПЛА) с озонидом (ОТОК) с разным увеличением (изображения получены с использованием лазерного сканирующего цифрового микроскопа Olympus LEXT):
а, б – полилактид исходный; в, г – ПЛА+1 % ОТОК; д, е – ПЛА+3 % ОТОК; ж, з – ПЛА+5 % ОТОК

Более тонкая струя раствора под действием электростатической силы сильнее вытягивается и в нетканом материале формируются моноволокна наноразмерного диапазона.

Следует также отметить, что морфология поверхности крупных волокон ПЛА–ОТОК также отличается от ПЛА волокон. Она характеризуется наличием мелких и сравнительно глубоких раковин или пор по всей поверхности волокна. Форма этих пор произвольная, а размеры лежат в диапазоне 0,5–1 мкм. Происхождение пор вызвано как испарением растворителя, так и внутренними процессами взаимодействия ПЛА + ОТОК.

Предположительно отличие поверхностной морфологии волокон с озонидом от ПЛА волокон обусловлено, по-видимому, наличием межмолекулярного взаимодействия между компонентами в растворе на стадии формирования волокна. Изменение диаметра волокон и их взаимного расположения, несомненно, должны влиять на пористость нетканых материалов.

Необходимы дальнейшие исследования и обсуждение перспектив применения подобных материалов.

Литература

1. *Anastas P.T., Warner J.C. Green chemistry: Theory and practice.* Oxford; New York: Oxford University Press, 1998. 135 p.
2. *Ольхов А.А., Лобанов А.В., Тюбаева П.М. и др. Пат. RU 2681319 С1. Ультраволокнистый биополимерный материал с бактерицидным эффектом.* № 2017137619; Заявл. 27.10.2017; Оpubл. 06.03.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 7. 4 с. <http://www1.fips.ru>

3. *Jamshidian M., Tehrany E.A., Imran M. et al.* Poly-lactic acid: production, applications, nanocomposites, and release studies // *Comprehensive Reviews in Food Science and Food Safety*. 2010. Vol. 9, No. 5. P. 552–571. <https://doi.org/10.1111/j.1541-4337.2010.00126.x>

4. *Ольхов А.А., Иорданский А.Л., Самойлов Н.А. и др.* Пат. RU 2714079 С1. Биodeградируемый сорбирующий материал для сбора нефти и нефтепродуктов и способ его получения. № 2019109658; Заявл. 02.04.2019; Опубл. 11.02.2020 // *Изобретения. Полезные модели*. 2020. Бюл. № 5. 11 с. <http://www1.fips.ru>

5. *Russo P., Acierno D., Filippone G.* Mechanical performance of polylactic based formulations // *Biocomposites: Design and mechanical performance* / Ed. by M. Misra, J.K. Pandey, A.K. Mohanty. Amsterdam: Elsevier. 2015. P. 17–37. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-373-7.00002-0>

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАЩИТНОГО ПОТЕНЦИАЛА И КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ: УЛУЧШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ

Ладонин А.С.

Самарский государственный технический университет,
РФ, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, д. 244.

E-mail: ladonin.ar@yandex.ru

Ключевые слова: ультразвуковой контроль толщины стенки, принятие решения о замене трубопровода, система станции катодной защиты, мониторинг состояния промышленных трубопроводов

В данной работе рассматривается важная тема улучшения надежности и безопасности трубопроводов через контроль состояния и изменение защитного потенциала. Трубопроводы являются жизненно важными компонентами для перекачки жидкостей и газов в различных отраслях. Эффективный мониторинг и управление состоянием трубопроводов имеют решающее значение для предотвращения аварий и обеспечения безопасности эксплуатации. В этой работе обсуждается новизна методов контроля, вклад автора и ключевые задачи в области изменения защитного потенциала и мониторинга состояния трубопроводов.

Одной из ключевых особенностей данного исследования является внимание к новизне методов мониторинга и управления состоянием трубопроводов. Использование современных технологий, таких как системы удаленного мониторинга и автоматизированные методы коррозионной защиты, способствует улучшению надежности и безопасности трубопроводов. Эта новизна в подходах к контролю и управлению состоянием трубопроводов способствует их более эффективной эксплуатации.

Автором проведен анализ современных методов контроля состояния трубопроводов и изменения защитного потенциала. Систематизирована информация и выделены ключевые аспекты, которые способствуют улучшению надежности и безопасности трубопроводов. Подчеркнута важность актуальных исследований в этой области для обеспечения устойчивости инфраструктуры и безопасности окружающей среды.

Задачи исследования:

1. Проанализировать существующие методы мониторинга состояния трубопроводов и изменения их защитного потенциала.
2. Выявить преимущества и ограничения каждого метода.
3. Подчеркнуть важность использования современных технологий и систем удаленного мониторинга.
4. Исследовать применимость различных методов в различных отраслях и условиях.

Промысловые трубопроводы, являющиеся жизненно важными элементами в различных секторах промышленности, играют критическую роль в транспортировке жидкостей и газов на большие расстояния. Они обеспечивают энергетическую и сырьевую потребность, необходимую для поддержания экономического развития. Однако, несмотря на их важность, надежность и

безопасность, трубопроводы часто подвергаются угрозам из-за процессов коррозии, механических повреждений и других разрушительных факторов.

Сохранение целостности и работоспособности промысловых трубопроводов становится критически важной задачей для промышленных предприятий и экологической безопасности. В связи с этим существует постоянная необходимость в системах мониторинга и контроля состояния трубопроводов, способных оперативно выявлять дефекты, коррозию и износ, а также предупреждать от потенциальных аварийных ситуаций. В данной работе рассматривается один из эффективных методов контроля состояния трубопроводов, основанный на изменениях в защитном потенциале и измерении толщины стенки трубы.

Одним из важнейших аспектов контроля состояния трубопровода является измерение толщины его стенки. Данный метод базируется на принципе ультразвукового контроля, и его эффективность при диагностике структурных изменений и дефектов в материале трубопровода хорошо изучена в литературе. Ультразвуковой контроль (УЗК) – это метод, который использует высокочастотные ультразвуковые волны для оценки толщины и дефектов в материалах. В его основе лежит явление отражения и преломления ультразвуковых волн внутри материала. Когда ультразвуковая волна попадает из одного материала в другой с разной скоростью звука, часть волны отражается обратно, а часть проходит сквозь материал. Измеряя время задержки отраженных волн и зная скорость распространения ультразвука в материале, можно точно определить толщину стенки трубопровода [1].

Интеграция ультразвуковых толщиномеров в систему станции катодной защиты (КЗ) представляет собой важный этап в обеспечении надежности и безопасности промысловых трубопроводов. Станция катодной защиты – это комплексное оборудование и технологии, разработанные для минимизации коррозии металлических поверхностей трубопроводов и сооружений, путем приведения их к анодному потенциалу [2].

Основной работы станции катодной защиты является использование электрических методов для снижения коррозии металла. Процесс осуществляется путем установления анодных и катодных зон на металлической поверхности. Трубопровод подключается к станции КЗ через аноды, которые, в свою очередь, соединены с источником постоянного электрического тока. При этом на металлической поверхности трубопровода создается катодная зона, в которой идет редукция коррозии. Потенциал этой зоны должен быть ниже потенциала коррозионной активности металла, что позволяет предотвратить процессы окисления. Таким образом, станция КЗ поддерживает защитный потенциал трубопровода на определенном уровне, что способствует снижению коррозионных процессов.

Ультразвуковые толщиномеры интегрируются в станцию катодной защиты для непрерывного мониторинга состояния стенки трубопровода. Эти приборы оборудованы высокочастотными ультразвуковыми датчиками, которые способны проникать сквозь покрытия и погружаться в материал трубы, даже в том случае, если на ее поверхности находятся защитные покрытия или краска.

Интеграция толщиномеров в систему КЗ обеспечивает постоянный мониторинг толщины стенки трубопровода в режиме реального времени. Полученные данные о толщине передаются в систему управления станцией КЗ. Если толщина стенки начинает уменьшаться, это может указывать на процессы коррозии или другие дефекты, что является предупреждением

о потенциальных проблемах. Интеграция ультразвуковых толщиномеров в систему станции КЗ предоставляет несколько преимуществ [3]:

- непрерывный мониторинг: ультразвуковые толщиномеры работают в режиме реального времени, что позволяет немедленно обнаруживать изменения в толщине стенки трубопровода;
- автоматическое предупреждение: если толщина стенки достигает критически низкого уровня, система КЗ может автоматически предупредить о необходимости дополнительных инспекций или замены трубопровода;
- оптимизация обслуживания: интеграция ультразвуковых толщиномеров помогает оптимизировать план обслуживания и ресурсоемкие работы, что снижает операционные расходы.

Информация, полученная измерением толщины стенки трубопровода с использованием ультразвуковых толщиномеров в рамках системы станции катодной защиты, играет критическую роль в процессе принятия решения о замене трубопровода. Этот этап оценки состояния трубопровода требует более детального рассмотрения, так как он напрямую связан с обеспечением его надежности и безопасности.

Данные, собранные при помощи ультразвуковых толщиномеров, предоставляют информацию о текущей толщине стенки трубопровода на различных его участках. Эта информация анализируется инженерами и экспертами по технической эксплуатации с учетом следующих факторов [4]:

1. Состояние и характер дефектов: оценивается характер дефектов, таких как коррозия, износ, трещины и другие повреждения. Это позволяет определить, насколько критичными являются эти дефекты для безопасности и надежности трубопровода.
2. История эксплуатации: инженеры учитывают историю эксплуатации трубопровода, включая информацию о нагрузках, температурных воздействиях, и других факторах, которые могли повлиять на его состояние.
3. Прогнозирование толщины: с использованием данных о текущей толщине стенки и оценки скорости коррозии или износа, проводится прогнозирование толщины стенки на будущее. Это позволяет определить, через какой период времени толщина может достичь критического уровня.
4. Стандарты и нормативы: оценка выполняется с учетом стандартов и нормативов, регулирующих состояние и безопасность трубопроводов в соответствующей отрасли.

Принятие решений о замене трубопровода на основе данных от ультразвуковых толщиномеров активно применяется в нефтегазовой промышленности России. Например, в случае магистральных нефтепроводов даже небольшое коррозионное разрушение может иметь серьезные последствия, включая утечки и аварии. Поэтому системы мониторинга и контроля состояния, такие как ультразвуковые толщиномеры, широко применяются для обеспечения безопасности и надежности трубопроводной инфраструктуры. Процесс принятия решения о замене трубопровода на основе данных, полученных при помощи ультразвуковых толщиномеров, является ключевым элементом обеспечения надежности и безопасности инфраструктуры. Точность и надежность этого метода контроля состояния трубопровода позволяют своевременно выявлять потенциальные угрозы и предотвращать возможные аварийные ситуации [5–7].

Выводы

1. Мониторинг состояния трубопроводов и изменение их защитного потенциала имеют решающее значение для обеспечения их надежности и безопасности.
2. Новизна методов и подходов в этой области позволяет повысить эффективность контроля и управления трубопроводами.
3. Результаты исследования подчеркивают важность дальнейших научных и практических исследований для обеспечения надежности и безопасности трубопроводов в различных отраслях.

Литература

1. *Поголяев М.Н.* Устройство контроля защитного потенциала магистральных трубопроводов // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. 2008. № 3–4 (34–35). С. 55–58.
2. *Соколова Е.С.* Развитие методов звуковидения в ЛЭТИ // Известия ЛЭТИ. 1968. Вып. 63. С. 5–14.
3. *Коновалов С. И., Коновалов Р. С., Цаплев В. М., Юлдашев З. М., Нефедьев Д.И.* Синтез и коррекция акустических сигналов в системах излучения-приема. Алгоритм расчета и проектирования // Измерение. Мониторинг. Управление. Контроль. 2022. № 3(41). С.39–46.
4. *Коновалов С.И., Кузьменко А.Г.* К вопросу о частотах резонанса и антирезонанса пластинчатого пьезокерамического преобразователя // Дефектоскопия, 2017. № 11. С. 50–54.
5. *Самойлов Е.В.* Акустическая томография и внутритрубная диагностика. Сопоставление результатов // Новости теплоснабжения. 2016. № 10. С. 42–44.
6. *Волков Б.Г., Тесов Н.И., Шувалов В.В.* Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии. Л.: Недра, Ленинградское отд-ние, 1975. 224 с.
7. *Винокурцев А.Г., Винокурцев Г.Г., Иванов В.В.* и др. Новые технологические средства для исследований эффективности электрохимической защиты систем городского газоснабжения // Коррозия Территории Нефтегаз. 2006. № 1(3). С. 34–40.

ПРОИЗВОДСТВО CO₂ ИЗ ДЫМОГАРНЫХ ГАЗОВ УСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА

Нуркаев И.М.

ООО «Волжская перекись»,

РФ, 429965, г. Новочебоксарск, ул. Промышленная, д. 101

E-mail: i-m-n@inbox.ru

Ключевые слова: дымогарные газы, углекислый газ, инертный газ

Основной задачей данного проекта является утилизация выбросов CO₂.

В проекте рассмотрена утилизация дымогарных газов и снижение выбросов CO₂ в атмосферу при работе установки производства водорода ООО «Волжская перекись» (Общество).

Описание проекта

На данный момент на ООО «Волжская перекись» имеется бросовый источник сырья для производства CO₂ – дымогарные газы установки производства водорода. В 2005 году вступил в силу киотский протокол, устанавливающий объемы выбросов CO₂ для развитых и развивающихся стран. В то же время объемы квот с 2005 года непрерывно уменьшаются. Таким образом, имеется необходимость в снижении объемов выбросов CO₂ в атмосферу [1–3].

Также следует отметить повышающийся интерес науки и промышленности к использованию CO₂ – на данный момент уже разработаны технологии отверждения полимеров в атмосфере углекислого газа. Повышенный интерес к CO₂ проявляется в биоинженерии – разработана технология для создания полимерных матричных сетей из жидкого CO₂ [4, 5].

Таким образом, рынок CO₂ постоянно развивается и можно ожидать устойчивый рост объемов потребления углекислого газа народным хозяйством, а проблематика данной работы – производство CO₂ является актуальной и будет также востребована в будущем.

В промышленных объемах выработка CO₂ ведется главным образом из двух источников – дымовых газов печей и котлов, газов брожения. В данной работе рассматривается первый способ, остановимся на нем.

Выделение CO₂ из дымовых газов происходит в процессе сорбции и последующей десорбции. Наиболее широко в качестве сорбентов используются алканамины, а точнее их водные растворы или водные растворы с добавлением гликолей.

Наиболее целесообразным для организации процесса сорбции и десорбции CO₂ выглядит применение ДЭА.

Рассмотрим параметры работы сорбционных колонн процессов газоочистки. В большинстве аппаратов используются либо клапанные тарелки, либо насадка (кольца Рашига) – значительного выигрыша в эффективности массообмена ни первый, ни второй вариант исполнения не дают. Фактическая эксплуатация сорбционных аппаратов показывает поглощение 0,15 моль CO₂ на 1 моль этаноламина. В типовых аппаратах процесс сорбции производят при температурах 20–100 °С и давлениях 8–10 атм [6, 7].

Исходя из вышеуказанной информации, можно перейти к расчету проекта установки производства CO_2 .

Введение установок возможно тремя разными путями:

1. Разработка проекта проектным институтом установки «с нуля» с учетом особенностей Общества;
2. Приобретение готового проекта установки производства CO_2 у специализированной организации и ее дальнейшее возведение на производственной площадке;
3. Приобретение готовой установки производства углекислоты в «контейнерном» исполнении.

Исходя из оценки целесообразной производительности установки в 2100 т/год возможно приобретение установки в «контейнерном» исполнении. Таким образом, для функционирования установки требуются:

1. Пар.
2. Вода.
3. Электроэнергия.

Исходя из предлагаемых поставщиками вариантов исполнения, площадь, занимаемая установкой, оценивается в 300–400 м².

Для проработки возможности введения установки был выполнен предварительный расчет на основании имеющихся исходных данных в математической среде.

Дымогарный газ поступает в скруббер Т-100 через воздуходувки К-100, откуда очищенный дымогарный газ поступает через компрессор в сорбционную колонну Т-101. В колонну Т-101 снизу подается сжатый и охлажденный дымогарный газ, сверху колонны поступает раствор ДЭА (75 % воды, 25 % ДЭА). Соответственно сверху колонны выходит обедненный дымогарный газ, который поступает в коллектор дымовых газов и далее в атмосферу. Снизу колонны Т-101 поступает насыщенный ДЭА.

Насыщенный CO_2 поступает в отпорную колонну Т-102, где происходит удаление загрязняющих примесей в незначительном количестве поглощенных в колонне Т-101. Сверху колонны отдуваются O_2 и N_2 .

Далее очищенный насыщенный ДЭА поступает на десорбцию в колонну Т-103. Десорбция происходит при температуре $T = 106^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении.

Таким образом видно, что углекислый газ почти полностью десорбируется и сверху колонны поступает на дальнейшую очистку до соответствия требованиям технического CO_2 высшего сорта. Через каплеотбойник CO_2 поступает в компрессор, где сжимается и под давлением в 40 атм подается на газодифракционное фракционирование. С куба колонны Т-104 отводится кислая вода с растворенным в ней SO_2 и незначительным количеством CO_2 , с шлемовой части колонны Т-104 выходит технически чистый CO_2 .

Далее углекислый газ поступает на сжатие в компрессор К-102, где сжимается до давления в 60 атм, затем сжиженный CO_2 направляется на хранение в емкости для углекислоты.

Схема установки со свойствами основных потоков представлена на рис. 1.

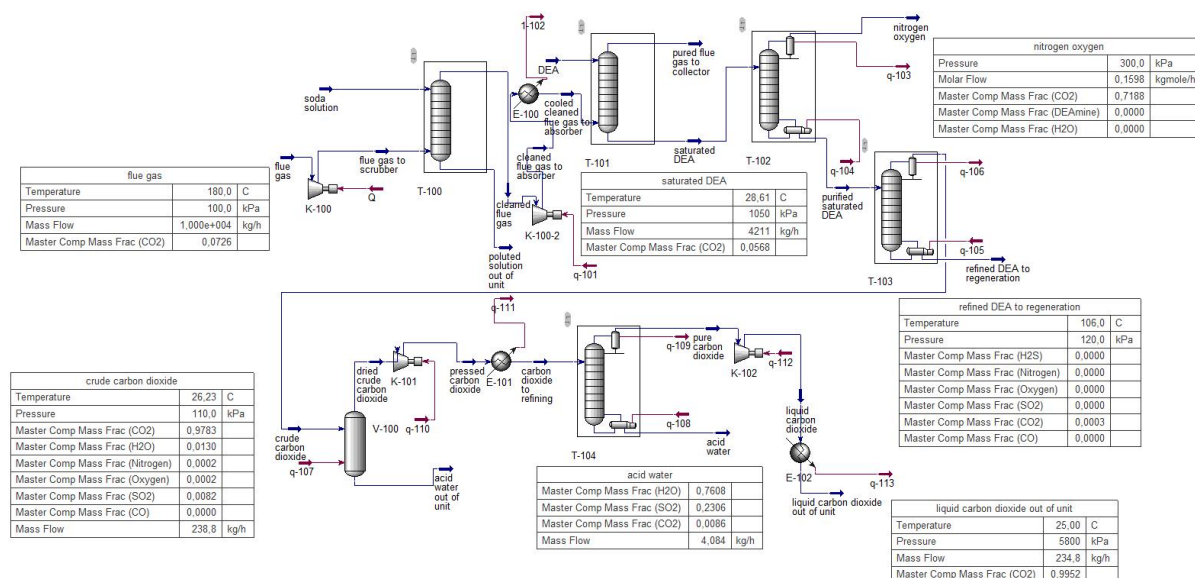


Рис. 1. Схема установки

С целью определения экономической целесообразности и эффективности проекта был выполнен экономический расчет. Для оценки мощности установки был проведен анализ потребностей Общества в инертном газе, а также анализ потребности внешних потребителей CO₂.

Исходя из загрузки установки по природному газу, образуется до 4436 кг/час CO₂.

Так потребность Общества в CO₂ составляет до 85 т/мес. При строительстве газоразделительной системы (ГРС) на резервуарах Общества потребность в CO₂ на восполнение потерь газа из ГРС необходимо будет затрачивать еще 36 т CO₂ в месяц.

Таким образом, целесообразная мощность установки составит:

$$\text{Мощность}(\text{CO}_2) = \frac{(\text{потребность Общества} + \text{потребность ГРС}) \cdot 12}{\text{Время работы установки}}$$

$$\text{Мощность}(\text{CO}_2) = \frac{(85000 + 36000) \cdot 12}{8544} = 170 \text{ кг/час.}$$

Выводы

Возведение установки производства CO₂ экономически оправдано и технологически достижимо. Технологическая схема, рассчитанная в данной работе, позволяет получить значительный запас качества выпускаемой продукции и соответственно позволяет исключить влияние качества сырья на качество производимого CO₂. С другой стороны, дисконтированный срок окупаемости данной установки составляет 7,6 лет. В то же время необходимо отметить следующие положительные стороны данного проекта:

- установка является конечным объектом технологической схемы завода, ее работа не оказывает влияния на функционирование других объектов завода;
- возможность повышения производительности установки по CO₂ при дальнейшем развитии завода с целью удовлетворения потребности сельскохозяйственного кластера Чувашской республики в углекислом газе.

Введение установки производства CO₂ на ООО «Волжская перекись» позволяет:

- снизить объем выбросов CO₂ до 760000 нм³/год;
- организовать выпуск нового продукта с прибылью до 24 млн руб./год;

В перспективе планируется организовать станцию перезарядки огнетушителей на базе Общества.

Новизна проекта – в использовании отходов производства для создания нового продукта.

Литература

1. Кузьминых Ю.В. Международная практика квотирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов // Лесной вестник. 2006. № 6. С. 66–70.
2. Планы на выброс. Как европейский углеродный сбор повлияет на экспорт из России // Российская газета. 2020. 28 июля. <https://rg.ru/2020/07/28/kak-evropeiskii-uglerodnyi-sbor-povliiaet-na-eksport-iz-rossii.html> (Дата обращения 20.09.2021).
3. Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ // Консорциум КОДЕКС: электронный фонд правовой и научно-технической информации. <https://docs.cntd.ru/document/607142402> (Дата обращения 20.09.2021).
4. Богородский С.Э., Кротова Л.И., Миронов А.В., Попов В.К. Получение высокопористых биорезорбируемых полимерных матриц с помощью сверхкритического диоксида углерода // Сверхкритические флюиды: теория и практика. 2013. Т. 8, № 1. С. 46–56.
5. ГОСТ 8050-85. Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2006. 22 с.
6. Коуль А.Л., Ризенфельд Ф.С. Очистка газа. М.: Недра, 1968. 392 с.
7. Малогабаритная установка получения жидкого диоксида углерода (CO₂) из дымовых газов // Группа компаний СибТИМ. <http://sibtim.ru/index.php/product/malogabaritnava-ustanovka-polucheniva-zhidkogo-dioksida-ugleroda-iz-dvmovykh-gazov> (Дата обращения 20.09.2021).

ПРОЕКТ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА НА УСТАНОВКАХ ПРОИЗВОДСТВА ПО ФРАКЦИОНИРОВАНИЮ СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА

Нуркаев И.М.^{1*}, Сидорочев Е.П.²

1 – ООО «Волжская перекись»,

РФ, 429965, г. Новочебоксарск, ул. Промышленная, д. 101

2 – ООО «НОВАТЭК – Усть-Луга», РФ, 188477, Ленинградская обл.,

Кингисеппский р-н, д. Вистино, ул. Школьная, д. 5.

*E-mail: *i-m-n@inbox.ru*

Ключевые слова: энергоэффективность, утилизация тепла, детандер, теплообмен

Целью работы является утилизация «бесхозного» (рассеиваемого аппаратами воздушного охлаждения) тепла на технологических установках производства по фракционированию стабильного конденсата (ПФСК). При этом используется замкнутый «холодильный цикл» сжиженных углеводородных газов (СУГ) для охлаждения отходящих продуктовых потоков с установок ПФСК и верхних потоков ректификационных колонн К-101, К-102.

Предлагаемый проект позволяет решить следующие задачи:

- Снизить технологические потери продукции;
- Снизить негативное воздействие на окружающую среду за счет уменьшения потерь нефтепродуктов;
- Выработать дополнительный объем электроэнергии;
- Утилизировать тепло для подогрева теплофикационной воды существующей котельной.

Основной задачей проекта является сокращение потерь нефтепродуктов и утилизация тепла потоков, рассеиваемого аппаратами воздушного охлаждения на технологических установках ПФСК.

Описание проекта

Актуальность работы обусловлена отсутствием утилизации «бесхозного» (рассеиваемого аппаратами воздушного охлаждения) тепла на технологических установках ПФСК.

Тепловое загрязнение окружающей среды, атмосферы и гидросферы – распространенное явление для НПЗ России. При неестественном нагреве атмосферы или гидросферы возникает тепловое загрязнение окружающей среды. Нагрев частей биосферы вызван избытками тепла, образующимися при выработке энергии на промышленных предприятиях. Из-за повышения температуры среды меняются условия существования живых организмов и растений. Помимо локальных повышений температуры, избытки выработанного тепла вносят вклад в глобальное потепление. Данное явление возможно избежать, либо снизить за счет энергоэффективности [1–6].

Энергоэффективность – эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов, т. е. использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня энергетического обеспечения зданий или технологических процессов на производстве.

Достижение углеродной нейтральности при устойчивом росте экономики – такая цель заявлена в новой стратегии низкоуглеродного развития основных предприятий ТЭК РФ.

Краткая суть и описание предлагаемого решения

СУГ в жидком состоянии насосом прокачивается через теплообменник в подогреватель, где подогревается за счет нефти тяжелой, направляемой в товарный парк. Далее подогретый поток СУГ поступает двумя параллельными потоками в теплообменники испарители, в которых происходит испарение СУГ за счет тепла отходящих в товарный парк потоков керосиновой фракции и газойля соответственно. Образовавшиеся пары СУГ перегреваются в теплообменнике за счет отходящего потока КСТ с установки и далее направляются в детандер.

В детандере за счет резкого расширения газ вращает ротор с одновременным охлаждением газового потока. Ротор детандера соединен с электрогенератором, который производит электрическую энергию. Газ на выходе из детандера поступает при пониженном давлении, охлаждается и конденсируется, а затем доохлаждается в теплообменнике за счет холодного потока КГС, поступающего на установку. Далее жидкий поток СУГ поступает в емкость, откуда снова возвращается в цикл.

Описание блока циркуляции СУГ

СУГ из емкости Е-151 в жидком состоянии насосом Н-151 прокачивается через теплообменник подогревателя Т-157, где подогревается за счет нефти тяжелой, направляемой в товарный парк (рис. 1). Далее подогретый поток СУГ поступает двумя параллельными потоками в теплообменники испарителя Т-158 и Т-159, в которых происходит испарение СУГ за счет тепла отходящих в товарный парк потоков керосиновой фракции и газойля соответственно. Образовавшиеся пары СУГ перегреваются в теплообменнике Т-153 за счет отходящего потока КСТ с установки и далее направляются в детандер ТД-151.

В детандере за счет резкого расширения газ вращает ротор с одновременным охлаждением газового потока. Ротор детандера соединен с электрогенератором, который производит электрическую энергию. Газ на выходе из детандера поступает при пониженном давлении, охлаждается и конденсируется в ХВ-151, а затем доохлаждается в теплообменнике Т-154 за счет холодного потока КГС, поступающего на установку. Далее жидкий поток СУГ поступает в емкость Е-151, откуда снова возвращается в цикл.

Данный вариант предусматривает замену части АВО на рекуперативные теплообменники: поз. Т-157, Т-158, Т-159, Т-153. При этом максимально возможный потенциал тепла к утилизации по данному варианту составляет 24171 МДж.

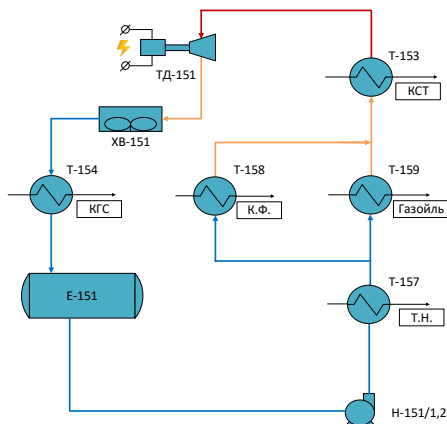


Рис. 1. Принципиальная схема контура теплоносителя

Выводы

Предлагаемый проект позволяет предварительно дать оценку технологии утилизации тепла, рассеиваемого существующими аппаратами воздушного охлаждения. Чтобы принять четкое решение о рабочей жидкости-теплоносителе, необходимы дальнейшие исследования, включая детальное проектирование системы, оптимизацию параметров процесса, учет затрат на охлаждение технологического потока и т. д. Новизна данного метода заключается в использовании отходящего «дармового» тепла для технологических целей.

Предложенные в данной работе способы утилизации «бесхозного тепла» установки позволяют:

1. Снизить технологические потери продукции на 0,1–0,2 % от переработки сырья, что эквивалентно экономии до 120 млн руб. в год.
2. Снизить негативное воздействие на окружающую среду за счет уменьшения потерь нефтепродуктов.
3. Выработать дополнительно до 2,5 МВт электроэнергии, что в случае подключения к заводской сети эквивалентно экономии до 65 млн руб. в год.

Однако в свете данной технико-экономической оценки нельзя однозначно решить, какая точно схема подходит для практического применения и какой теплоноситель является наиболее подходящей рабочей жидкостью для предложенной схемы при данных условиях процесса.

Литература

1. Миркин А., Яицких Г., Краснов А., Яицких В. Энергосбережение на НПЗ. Утилизация тепла на установке атмосферной перегонки нефти // Oil & Gas Journal Russia. 2013. № 11. С. 72–75.
2. Vélez F., Segovia J.J., Martín M.C. et al. A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012. Vol. 16, No. 6. P. 4175–4189. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.022>
3. Yong J.Y., Nemet A., Varbanov P.S. et al. Heat exchanger network modification for waste heat utilisation under varying feed conditions // Chemical Engineering Transactions. 2015. Vol. 43. P. 1279–1284. <https://doi.org/10.3303/CET1543214>
4. Varga Z., Rabi I., Farkas C. Waste heat recovery with organic Rankine cycle in the petroleum industry // Chemical Engineering Transactions. 2012. Vol. 29. P. 301–306. <https://doi.org/10.3303/CET1229051>
5. Wei D., Liu C., Geng Z. Conversion of low-grade heat from multiple streams in methanol to olefin (MTO) process based on organic Rankine cycle (ORC) // Applied Sciences. 2020. Vol. 10, No. 10. P. 3617. <https://doi.org/10.3390/app10103617>. <https://doi.org/10.3390/app10103617>
6. Carson D.B. Pat. US4109469A. Power generation from refinery waste heat streams. Appl. 18.02.1977; Publ. 29.08.1978.

МЕТАН В СИСТЕМЕ «ВУЛКАН–ЛЕДНИК»: ИДЕНТИФИКАЦИОННАЯ СЕЙСМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Саянкина М.К.^{*}, Смагличенко Т.А.^{**}

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: ^{*}*msayankina@gmail.com*; ^{**}*tasmaglichr@gmail.com*

Ключевые слова: минимальная линейно-градиентная модель, система «вулкан-ледник», выброс метана, проблемы экологии при добыче

Введение

Для решения проблемы многозначности метода наименьших квадратов с целью выявления мест скоплений метана в районах системы «вулкан–ледник» авторы представляют результаты разработанного интерпретационного алгоритма выбора идентификационной 1D сейсмической модели. Полученная сейсмическая модель может быть одной из типичных характеристик системы «вулкан-ледник» и соответственно, иметь практическое значение для определения предполагаемых мест подземного скопления метана в Арктических регионах.

В южной части Исландии обнаружена уникальная геологическая структура, внутри которой сосредоточены огромные залежи метана, связанные с природной системой «вулкан–ледник». Выбросы метана идут из-под покрова ледника Соульхеймажкютль, расположенного в нескольких километрах в юго-западном направлении от вулкана Катла. Данный вулкан временами активизируется и характеризуется возрастающей геотермальной активностью, особенно в летний период. Именно в этот период выбросы метана максимальны. Как было установлено в ходе полевых исследований и лабораторных проб [1], геотермальная деятельность вулкана способствует поддержанию биогенного происхождения метана. А именно, высокие температуры геотерм вулкана Катла воздействуют на разложение органических веществ на дне ледника Соульхеймажкютль, вследствие чего образуется метан.

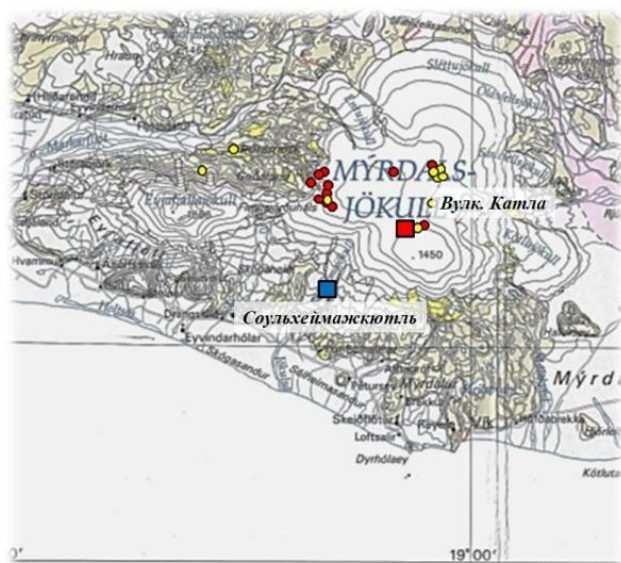
Взаимосвязь вулканов и ледников хорошо представлена на Камчатке Авачинским вулканическим узлом. Авачинский узел-система «вулкан–ледник» включает в себя вулкан в обрамлении пяти ледников. Присутствие термальных зон [2] приводит к значительному возрастанию выхода метана через трещины вулкана [3].

Высокие концентрации метана регистрируются в Териберке (Кольский полуостров), в Новом Порту (полуостров Ямал), где обнаружена явная связь между выделением метана и добычей нефти и газа [4]. Наибольший интерес представляют не так давно появившиеся кратеры в Арктике, через которые идет активный выброс метана, приуроченный к нефтегазоносным районам [5]. В зоне мерзлых пород Ямала многолетней давности присутствие концентраций метана в атмосфере может привести к экологическим проблемам, ценой которых могут быть не только экономические затраты, но и жизни специалистов, деятельность которых связана с добычей. Своевременную идентификацию потенциальных мест возникновения авторы представляют как результаты исследования 1-D минимальной сейсмической модели, построенной по данным локальных сейсмических событий, зарегистрированных в 1995 г. в системе «вулкан-ледник» на юге Исландии. Знание о такой модели даст новую информацию для предварительной оценки возможных опасных мест сосредоточения метана в системе «вулкан–ледник».

Исландский пример и кратеры выброса метана в Арктике

Автором работы [5] выявлены закономерности процессов выброса газа через кратеры в Арктике. Характерная особенность – присутствие слоя (мощностью до 50 м) подземного льда внутри кратера. Скопления кратеров, связанных с выбросами метана, обнаружены на дне Баренцева моря. В [6] разработаны модели эволюции и установлено, что около 17000 лет назад море было покрыто ледяным щитом, под которым были скопления углеводородов. Миграция залежей на дно и таяние льда привели к возникновению кратеров. Таким образом, продвижения [5, 6] в области изучения кратеров говорят о том, что компонента «ледник» явно присутствует в системе «вулкан-ледник». Однако составляющая «вулкан», если иметь в виду вулкан в его привычном значении источника извержения горячей магмы, имеет некоторые противоречия. Так, например, авторы [7] выдвинули концепцию, согласно которой выход метана не имеет связи с привычным вулканизмом, и сделали акцент на криовулканизме, образовавшемся только за счет процессов в криосфере. При этом они так же, как и в случае с Исландским примером, придерживаются гипотезы биогенного происхождения данного вида вулканизма, но отрицают, что это связано с месторождениями углеводородов.

Проанализируем глубины сейсмических событий, зарегистрированных в системе «вулкан-ледник» в Исландии. Рис. 1 показывает геологическую карту Исландии и распределение событий до глубины 200 м (красный цвет) и в диапазоне глубин (200–1200 м), обозначенных желтым. Большая часть поверхностных событий находятся на границе вулкана Мирдальсйекудль, вмещающего вулкан Катла, а более глубокие события – в центре данного вулкана. Особенностью вулкана Мирдальсйекудль является его покрытие базальтовыми отложениями, насыщенными льдом. Таким образом сейсмическая активность имеет место в ледовой толще. Отсюда следует простой вывод. Для более широкого взгляда на проблему происхождения метановых кратеров необходима расстановка станций для приема сейсмических сигналов. Заметим, на Ямале их катастрофически мало.



Обширный вулкан Мирдальсйекудль (грубозернистые отложения, насыщенные льдом), вмещает вулкан Катла (красный квадрат). Ледник Соульхеймажкютль отмечен синим квадратом. Гипоцентры поверхностных событий – окружности, закрашенные красным и желтым цветом (см. текст)

Рис. 1. Геологическая карта Исландии [8]

Метод минимальной линейно-градиентной модели

Метод для определения лучшей несмещенной оценки сейсмической скорости $v(z)$, которая изменяется линейно с глубиной z : $v(z) = a + bz$ был разработан первым автором работы [9]. Суть метода – в необычном применении ряда Тейлора для вычисления поправок Δa , Δb к параметрам a_0 и b_0 , которые определяют стартовую модель $v_0(z) = a_0 + b_0 z$:

$$t(a, b) = t(a_0, b_0) + \frac{\partial t}{\partial a} \Delta a + \frac{\partial t}{\partial b} \Delta b + r$$

При известной явной формуле для вычисления времени пробега сейсмического луча от очага события к станции $t(a, b)$ можно найти производные этой функции относительно a и b и сформировать систему линейных уравнений, неизвестными которой будут поправки к стартовой модели:

$$\tau = d \begin{pmatrix} \Delta a \\ \Delta b \end{pmatrix}$$

Здесь $\tau = t(a, b) - t(a_0, b_0)$. Элементы матрицы d находятся через значения производных. Система решается, применяя общепринятый метод наименьших квадратов (МНК).

Разработанный интерпретационный алгоритм и его результаты

Как показано в предыдущей секции, метод минимальной 1D модели базируется на решении переопределенной системы уравнений с помощью МНК. Отсюда следует, что в ходе итерационного процесса можно получать модели, параметры которых немного отличаются, но имеют приблизительно одинаковые показатели точности в смысле решения МНК. Возникает вопрос: «Какая из моделей предпочтительнее?». В связи с данной проблемой авторы разработали интерпретационный прием, состоящий из следующих шагов: 1) данные глубин сейсмических событий разбиваются на группы характерных для данного множества диапазонов; 2) выбираются диапазоны со значениями, наиболее приближенными к поверхности; 3) проводится анализ геологических пород, в пределах которых распределены поверхностные события; 4) скорости сейсмических волн в породах (априори известная информация) сопоставляются со скоростями, которые получены согласно «сравниваемым» моделям.

Для данных, используемых в настоящей работе, согласно проведенным вычислениям, в результате были получены две сходные модели, для которых статистические показатели «std» и «mean» были приблизительно равны. Первая модель; $v(z) = 3,67 + 0,51z$. Вторая модель: $v(z) = 3,8346 + 0,475z$. Как показывает геологическая карта Исландии, поверхностные источники до глубины 1,2 км располагаются по легенде карты в пределах подушечной лавы и обломков вулканического стекла, образовавшегося в результате подледниковых извержений в период верхнего плейстоцена, начавшегося 8 млн лет назад. Сопоставление скоростей, характерных для данных горных пород, с численными значениями скоростей, вычисленных для моделей, позволило сделать вывод о том, что первая модель лучше соответствует геологической информации.

Заключение

В настоящей работе авторы дали описание интерпретационного алгоритма выбора сейсмической линейно-градиентной модели, которая была вычислена, используя метод поиска 1D минимальной модели. Построенная модель может быть использована как идентификатор мест выброса метана в системе «вулкан–ледник». Авторы предполагают, что исследуемый в данной работе район на юге Исландии можно рассматривать как геофизический полигон высокоширотной Арктики, на котором установлена сеть станций, регистрирующих сейсмические сигналы от очагов, расположенных в пределах ледовых покровов.

На основе изучения данных распределения локальных землетрясений в системе «вулкан–ледник» был сделан вывод относительно кратеров выхода метана в Арктике, в том числе на Ямале. Чтобы определить происхождение кратеров, необходима сеть постоянно действующих станций, регистрирующих сейсмическую и соответственно магматическую активность, возникающую в толще ледяного покрова в пределах изучаемой природной системы.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800270-0).

Литература

1. *Guðmundsson M., Högnadóttir Þ., Kristinsson A., Guðbjörnsson S.* Geothermal activity in the subglacial Katla caldera, Iceland, 1999–2005, studied with radar altimetry // *Annals of Glaciology*. 2007. Vol. 45. P. 66–72. <https://doi.org/10.3189/172756407782282444>
2. *Нурмухамедов А.Г.* Исследование геотермальных ресурсов Авачинской группы вулканов и ее флангов // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2016. № S31. С. 453–477.
3. *Малик Н.А., Зеленский М.Е., Округин В.М.* Температура и состав газа фумарол вулкана Авачинский // *Вестник Камчатской региональной ассоциации «Учебно-научный центр»*. Серия: Науки о Земле. 2017. № 1(33). С. 21–33.
4. *Киселев А.А., Решетников А.И.* Метан в Российской Арктике: результаты наблюдений и расчетов // *Проблемы Арктики и Антарктики*. 2013. № 2(96). С. 5–15.
5. *Богоявленский В.И.* Фундаментальные аспекты генезиса катастрофических выбросов газа и образования гигантских кратеров в Арктике // *Арктика: экология и экономика*. 2021. Т. 11, № 1. С. 51–66. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-1-51-66>
6. *Andreassen K., Hubbard A., Winsborrow M. et al.* Massive blow-out craters formed by hydrate-controlled methane expulsion from the Arctic seafloor // *Science*. 2017. Vol. 356, No. 6341. P. 948–953. <https://doi.org/10.1126/science.aal4500>
7. *Buldovicz S.N., Khilimoniyuk V.Z., Bychkov A.Y. et al.* Cryovolcanism on the Earth: Origin of a spectacular crater in the Yamal Peninsula (Russia) // *Scientific Reports*. 2018. Vol. 8. P. 13534. <https://doi.org/10.1038/s41598-018-31858-9>
8. *Geological map of Iceland*. Reykjavik: Icelandic Institute of Natural History, 1998.
9. *Smaglichenko T.A., Bjarnason I.Th., Smaglichenko A.V.* Method to find the minimum 1D linear gradient model for seismic tomography // *Fundamenta Informaticae*. 2016. Vol. 146, No. 2. P. 211–217. <https://doi.org/10.3233/FI-2016-1382>

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГРУНТА ИСКУССТВЕННОГО ТОРФЯНОГО

Семянцева П.К.*, Ильченко А.А.**

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

РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*E-mail: *s.polina2015@mail.ru, **anjela-husainova@rambler.ru*

Ключевые слова: нефтешламы, утилизация, обезвреживание, грунт искусственный торфяной, шламонакопители, вторсырье

Топливная промышленность является одной из ключевых отраслей народного хозяйства в мире и в большой степени определяет экономику, социальную политику и состояние окружающей среды. Нефтегазовые предприятия предоставляют необходимое топливо для транспорта, производства энергии и отопления, а также для других сфер деятельности. Они создают рабочие места и генерируют значительные доходы для государства. Однако имеются отрицательные последствия. При разработке полезных ископаемых оказывается серьезное воздействие на окружающую природную среду. При этом наиболее сильное влияние на состояние гидросферы, атмосферы и почвы оказывает не сама добыча, переработка или транспорт углеводородов, а их отходы – нефтешламы [1–3]. Нефтешламы – это отходы, образующиеся в результате добычи, переработки и использования нефти и нефтепродуктов. Они содержат вредные вещества, такие как тяжелые металлы, нефтяные углеводороды, соли и другие химические соединения. Выбросы и проливы нефтешламов в окружающую среду могут негативно влиять на здоровье людей, животных и растений, а также вызывать загрязнение водных и сухопутных экосистем. В России проблема утилизации нефтешламов остается актуальной. Несмотря на наличие технологий и предприятий, занимающихся их переработкой, объемы образующихся отходов все еще значительны. Работа в этой области включает разработку эффективных и экологически безопасных методов утилизации, строгий контроль за выбросами и проливами, а также стимулирование использования вторичного сырья. Ежегодно в Российской Федерации образуется свыше 500 тысяч тонн отходов, а общее количество отходов в шламовых амбарах на 2022 г. равняется 4,5 млн тонн. Их образование происходит при эксплуатации нефтяных месторождений вследствие:

1. Сбросов при подготовке нефти;
2. Сбросов при зачистке нефтяных резервуаров;
3. Нефтесодержащих промывочных жидкостей, используемых при производстве буровых работ;
4. Сбросов при испытании и капитальном ремонте скважин;
5. Аварийных разливов при добыче и транспорте нефти [4].

Однако нефтешламы могут быть также использованы как вторичное сырье. Их переработка и утилизация позволяет извлекать ценные компоненты, такие как нефтяной кокс, битум, углеродные материалы и другие продукты. Кроме того, процесс переработки помогает снизить вредные воздействия на окружающую среду.

В современном мире существуют несколько методов ликвидации, утилизации или обезвреживания нефтешламов: накопление их в шламонакопителях с дальнейшей очисткой или сжиганием, закачка шламов в скважины, производство из шламов разнообразных веществ и изделий. В работе рассматривается именно создание из нефтешламов различных материалов. Один из основных продуктов производства – техническое углеродное волокно. Этот материал имеет высокую прочность и жесткость, при этом является легким и термоустойчивым. Однако это не единственный материал, переработанный из данного вида отходов. Интересным и уникальным становится опыт создания из нефтешламов грунта искусственного торфяного, который относится к 4–5-й категории опасности [5]. Вследствие переработки буровых отходов и добавления в них фрезерного верхового торфа (сфагнома) низкой степени разложения (из-за чего в грунте появляются органические включения, такие как кусочки древесины, корней и растительных волокон) образуется грунт, имеющий 4–5-ю категорию с возможностью его дальнейшего использования для строительства и укрепления дорог, промышленных площадок, рекультивации полигонов ТКО и их пересыпки. Состав грунта разнообразен: в него входят и нефтепродукты, и хлориды, и отработанные буровые растворы, и буровые сточные воды, а также тяжелые металлы и многие другие вещества, не превышающие свое ПДК (ОДК) для почв.

В работе было проведено самостоятельное изучение физико-химических характеристик вышеупомянутого грунта. Грунт имеет довольно высокий pH (7, 8) – данное значение выше нормы. Кроме того, проведен анализ содержания органических составляющих в грунте. Органическое вещество в почве играет роль сложного источника питательных веществ для растений. Выявленное количество органического вещества (около 60 %) является достаточно высоким показателем и указывает на относительно плодородную почву. Однако необходимо учитывать качество этого органического вещества, так как оно может быть разного типа и содержать различные питательные вещества. Реакций в вытяжке на свинец, никель, медь не наблюдается, что говорит об их относительно малом содержании в грунте или же о полном отсутствии. Грунт не является токсичным продуктом и по степени воздействия на организм человека относится не к токсичным веществам 4-го класса опасности фиброгенного действия. На окружающую среду он также не может оказать негативное влияние, если соблюдать требования к использованию грунта и не применять его на территориях ООПТ, населенных пунктов, землях лесного фонда и рыбохозяйственного назначения. Результаты исследования приведены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты лабораторного исследования

Вещество	Анализ	ПДК
Свинец, мг/кг	100	130,0
Медь, мг/кг	0	132,0
Никель, мг/кг	0	80,0
Ph	7,8	<5,5

Исследуемый грунт создавался специально для использования в качестве строительного материала. К категориям земель, на которых возможно применение исследуемого грунта относятся: земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения. Однако в ходе экспериментов было выяснено, что данный материал при минусовых температурах не промерзает, а при положительных на нем не растут

даже сорняки, помимо этого в нем может содержаться до 85 % воды, что вызывает вопросы о его надежности как строительного материала. Если анализировать данный техногенный грунт как естественный, то становится понятно, что согласно ГОСТу 25100-95 [6], он относится к дисперсным связанным, а это значит – не способен выдерживать большие нагрузки и растяжения, так как капиллярная вода в его составе формирует слабые молекулярные связи. Данный тип грунта часто используется для обсыпки дорог и строительства, рекультивации и пересыпке отходов ТКО на полигонах, однако, есть одно важное свойство материала – он должен не вспучиваться и не набухать, что совершенно не характерно для исследуемого искусственного торфяного грунта. Так как этот грунт, как и натуральный торф, имеет высокую степень водонепроницаемости и способность удержания влаги, а, следовательно, постоянно набухает и не подходит для использования по заявленному назначению (ГОСТ 25100-95). Такое собственное свойство может быть опасно и нежелательно при использовании для обсыпки дорог и строительства, а также при рекультивации и пересыпке отходов ТКО на полигонах. Вспучивание и набухание могут привести к значительным проблемам с устойчивостью и долговечностью таких конструкций, а также повлиять на качество работы полигонов. Искусственный торфяной грунт может быть пригоден для других целей, таких как использование в садоводстве или землеустройстве, где его способность удерживать влагу может быть полезной [7, 8]. Однако для проектов, где требуется стабильность и водонепроницаемость, более подходящим выбором будет другой тип грунта.

Литература

1. *Маликова М.Ю.* Исследование и совершенствование технологии утилизации нефтешламов. Автореф. дис. канд. техн. наук. Краснодар, 2004. 27 с.
2. *Минигазимов Н.С., Расветалов В.А., Зайнулин Х.Н.* Утилизация и обезвреживание нефтесодержащих отходов. Уфа: Экология, 1999. 299 с.
3. *Назаров В.П., Освальд Е. С., Лаврентьева Д.В.* Пожарная опасность нефтяшламовых амбаров, проблемы, связанные с их утилизацией // Гражданская оборона на страже мира и безопасности: Материалы IV Международной научно-практической конференции, посвященной Всемирному дню гражданской обороны. М.: Академия Государственной противопожарной службы МЧС России. Ч. 2. С. 502–506.
4. *Немченко А. Г., Гапуткина К. А., Блехер Я.С.* Обезвреживание и переработка нефтяных шламов. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1974. 73 с.
5. *Горбаев А.В.* Применение бактерий *Rhodococcus erythropolis* для получения из нефтешламов искусственного грунта технического в условиях Восточной Сибири // Вестник евразийской науки. 2021. Т. 13, № 6. <https://esj.today/PDF/39NZVN621.pdf> (Дата обращения 08.09.2023).
6. ГОСТ 25100-95. Межгосударственный стандарт. Грунты. Классификация. М.: Госстрой России, 1997. 37 с.
7. ГОСТ 13672-76. Торф фрезерный для производства брикетов. Технические требования. Изд-во стандартов, 1976. 2 с.
8. *Юрченко А.Е.* Вторичные материальные ресурсы нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности (образование и использование): Справочник. М.: Экономика, 1984. 143 с.

СОСТАВЛЕНИЕ КАРТ РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА ПО ДАННЫМ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ТЕРРИТОРИИ

Спицына Е.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: eva9097@gmail.com

Ключевые слова: геоэкологическое картографирование, растительный покров, дистанционное зондирование, геоэкология, спутниковые снимки

В данной работе проведено исследование состояния растительности территории центральной части Нижегородской области с помощью средств дистанционного зондирования, а также разработана карта растительного покрова территории на основе уже существующих карт и спутниковых снимков.

В качестве исходных данных используются эталонные карты растительности от 1980 г., а также спутниковые снимки исследуемого участка, снятые с помощью спутниковой системы Landsat 8.

Актуальность работы связана с тем, что дистанционное зондирование Земли является уникальным и универсальным инструментарием для исследования не только поверхности планеты, но и ее недр. Особенно эффективно методы ДЗЗ применимы для изучения состояния растительного покрова территории и построения соответствующих тематических карт. [1–2].

В качестве района исследования взята центральная часть Нижегородской области. На территории исследуемого района распространены еловые, сосновые и смешанные леса, большую площадь занимают также земли сельскохозяйственного назначения.

Индекс NDVI — это нормализованный вегетационный индекс, который представляет собой математическую обработку спутникового снимка. Он позволяет вычислить относительную биомассу через контраст характеристик двух каналов из набора мультиспектральных растровых данных. Эти характеристики обоснованы поглощением пигментом хлорофилла в красном канале и высокой отражательной способностью растительности в инфракрасном канале (NIR). Индекс имеет следующую формулу расчета [3]:

$$NDVI = (NIR - Red) / (NIR + Red),$$

где NIR – ближний инфракрасный свет; Red – видимый красный свет.

Для привязки значений индекса NDVI к определенным типам растительности был взят спутниковый снимок Landsat 8 территории от 28 августа 2021 года, летний снимок с хорошей видимостью. Далее снимок был соотнесен с архивными картами растительности Нижегородской области (табл. 1, рис. 1). Наивысшие значения индекса характерны для болот и еловой растительности самых темных участков, а минимальные – для эродированных и сельскохозяйственных земель [4].

Таблица 1. Соотношения значений индекса NDVI и типа растительности территории

Значение NDVI	Тип растительности
0,70–0,80	низинные болота
0,64–0,72	сосновая
0,56–0,64	еловая
0,48–0,56	дубрава и смешанный лес
0,40–0,16	почти отсутствует

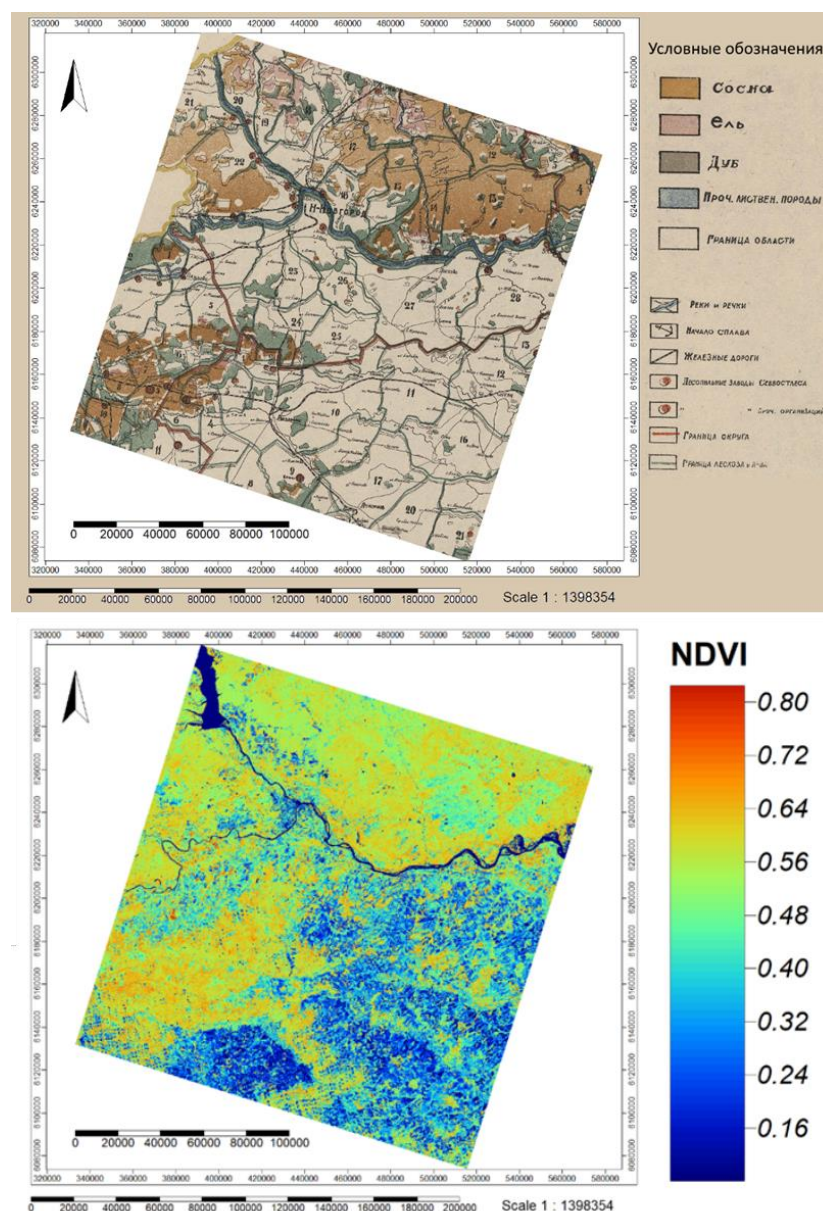


Рис. 1. Соотнесение спутникового снимка центральной части Нижегородской области с рассчитанным NDVI и картой архивной растительности

Архивные карты растительности территории показывают устаревшую информацию о состоянии растительности, но позволяют выявить характерные значения индекса NDVI и построить новые актуальные картографические материалы для исследуемой территории (рис. 2).

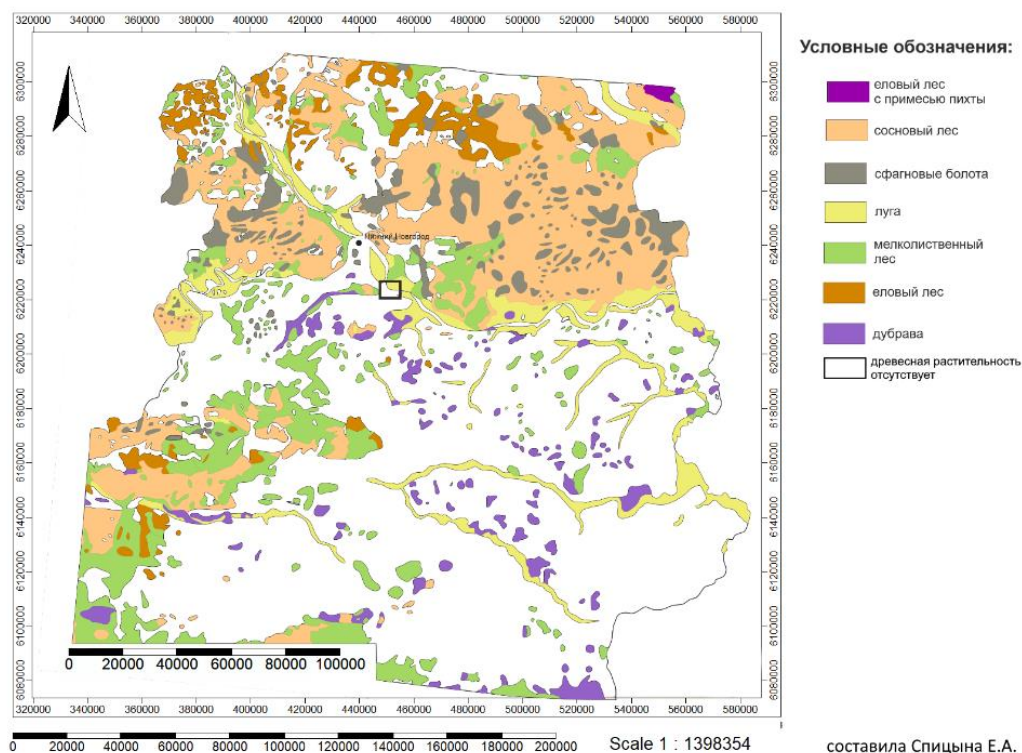


Рис. 2. Построенная на основе данных ДЗЗ и архивных карт карта растительности НО

Таким образом, дистанционные технологии позволяют выполнять множество геоэкологических задач, таких как, например, актуализация устаревших архивных данных и построение новых тематических карт территории через использование нормализованного вегетационного индекса NDVI.

Литература

1. *Аверкиев Д.С., Аверкиев В.Д.* Определитель растений Горьковской области. 2-е изд., испр. и доп. Горький: Волго-Вятское кн. изд-во, 1985. 320 с.
2. *Аковецкий В.Г.* Дистанционные методы экологических исследований // Методы экологических исследований: Учебник для вузов / Под ред. Н.Е. Рязановой. М.: ИНФРАМ, 2019. С. 318–450.
3. Вегетационные индексы // GIS-Lab. https://gislab.info/qa/vi.html#D0.9D.D0.BE.D1.80.D0.BC.D0.B0.D0.BB.D0.B8.D0.B7.D0.BE.D0.B2.D0.B0.D0.BD.D0.BD.D1.8B.D0.B9_.D1.80.D0.B0.D0.B7.D0.BD.D0.BE.D1.81.D1.82.D0.BD.D1.8B.D0.B9_.D0.92.D0.98_.28Normalized_Difference_VI.2C_NDVI.29 (Дата обращения 24.08.2023).
4. *Баканина Ф.М., Пожаров А.В., Юртаев А.А.* Ландшафтное районирование Нижегородской области как основа рационального природопользования // Великие реки – 2003: Международный научно-промышленный форум. Н. Новгород: ННГАСУ, 2003. С. 288–290.

**КОНТРОЛЬ РАЗВИТИЯ ОПАСНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
ВДОЛЬ ПОЛОСЫ ЗЕМЛЕОТВОДА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА
(НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА ТРАССАХАЛИНСКОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ
НА ТЕРРИТОРИИ МАКАРОВСКОГО РАЙОНА)**

Харыбина А.С.^{1*}, Юмашева А.К.^{2}**

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

РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*E-mail: *kharybina.a@gubkin.ru, **anastasiayumasheva@yandex.ru*

Транссахалинская трубопроводная система (ТТС) – один из объектов нефтегазового проекта «Сахалин-2» (оператор – ООО «Сахалинская Энергия»), имеющий протяженность более 800 км и соединяющий объединенный береговой технологический комплекс и производственный комплекс «Пригородное» [1]. Актуальность работы обусловлена чрезвычайно высоким уровнем геологических и гидрологических рисков для береговых нефтегазопроводов по проекту вследствие сложных инженерно-геологических и климатических условий, поскольку ТТС пересекает 19 тектонических разломов [2] и 3 климатических пояса. Общая протяженность участков развития опасных экзогенных геодинамических и русловых процессов составляет не менее 200 км. После уничтожения дернового покрова процесс их полного разрушения составляет от нескольких дней до 1 года и резко ускоряется при выпадении осадков [3].

Исследования опасных геологических процессов (ОГП) на Сахалине, в том числе на территории Макаровского района, проводились Дальневосточным отделением РАН. Тогда опасными процессами, выявленными на участке расположения транссахалинской трубопроводной системы, стали лавинные, селевые, оползневые и русловые процессы. Они были изучены в работе Н.А. Казакова и Ю.В. Генсиоровского [4]. На рис. 1 приведены примеры укладки трубопровода в местах развития ОГП, которые могут нарушить безопасную эксплуатацию исследуемого объекта.



Рис. 1. Укладка трубопровода в местах развития ОГП [4]:

а – пересечение трассой трубопровода конуса выноса грязекаменного селея (1981 г.) в долине р. Пулька;
б – укладка трубопровода в тело активного оползня (бассейн р. Лесная)

В части рекультивации в работе Лобкиной В.А [5] была рассмотрена практика использования биоматов в условиях Сахалина, которая показала, что полотно не разложилось, озеленение склонов произошло фрагментарно, а функции по уменьшению поверхностного стока работают недостаточно эффективно. На некоторых участках произошел сход оползней вместе с закрепленными на его поверхности кокоматами, при этом сетка кокомата способствовала задержанию грунта в русле и провоцировала запруживание реки, что привело к возникновению риска формирования природно-антропогенных селей (рис. 2).



Рис. 2. Пример неэффективной работы кокомата и энкамата [5]:
а – откос трассы нефтегазопровода с оползневыми сдвигами (несработавшие кокоматы, 4–5 лет после укладки);
б – активный оползень на одном из участков трассы, способствующий накоплению материалов в русле селеопасной реки

Возможность использования подобных материалов в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним территорий должна быть проверена. Следует учитывать, что при восстановлении трассы магистральных нефтегазопроводов по проекту «Сахалин-2» были использованы кокоматы, произведенные из кокосового волокна, о скорости разложения которого в условиях Севера нет достоверных данных. В качестве альтернативного биополотна можно использовать полотно из соломы, для которого характерна наибольшая фильтрация поверхностного слоя грунта и наилучшие скорости разложения, к тому же это биополотно более свойственно природе северных территорий [6, 7].

В рамках работы, для того чтобы отследить динамику развития ОГП, были использованы данные ежегодного мониторинга, проводимого в компании ООО «Сахалинская Энергия». Мониторинговые мероприятия в 2019 и 2020 гг. осуществлялись на 14 участках (рис. 3). Результаты производственного мониторинга позволили судить об эффективности коррективных мер по снижению рисков, которые были применены на данных территориях.

Помимо этого, с помощью портала Геологической службы США (USGS) EarthExplorer, предоставляющего онлайн и оффлайн доступ к снимкам спутника дистанционного зондирования Земли Landsat-8, визуальным методом была изучена полоса землеотвода на территории Макаровского района на наличие опасных геологических процессов.

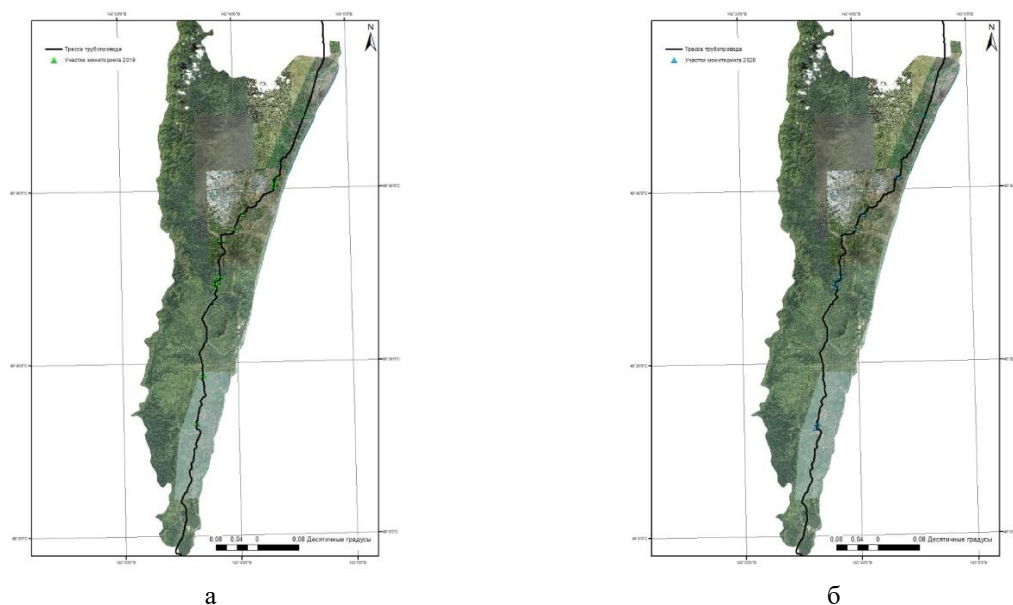


Рис. 3. Участки мониторинга:
а – в 2019 г.; б – в 2020 г.

Итогом проведенной работы стало формирование на базе ПО ArcGIS базы данных опасных геологических процессов, куда вошла информация не только об участках проявления ОГП, но и пунктах мониторинга, а также участках развития склоновых процессов и возможных нефтеразливах на полосе землеотвода, выявленных в ходе визуального мониторинга. Одним из элементов базы данных стала информация об очагах землетрясений, произошедших с 15 марта 1924 года по 26 февраля 2022 года, по данным открытых порталов ФИЦ ЕГС РАН и Геологической службы США (USGS).

Выводы

В процессе комплексного анализа полосы землеотвода транссахаалинской трубопроводной системы, проходящей по территории Макаровского района, было установлено:

1. Воздействие трассы трубопровода на растительные сообщества снижено за счет оптимизации нитки трубопровода. При этом на территории Макаровского заказника на протяжении 11 км полоса землеотвода проходит по вторичным лесам, которые уже когда-то подвергались воздействиям вследствие пожаров, вырубок и другой антропогенной нагрузки.

2. Особенности климата, связанные с большим количеством осадков (911 мм в год), продолжительным холодным периодом года, слабосцементированные горные породы: аргиллиты и алевролиты, а также глубина расчленения рельефа (200–1000 м) определяют формирование склоновых процессов в Макаровском районе. Их активизации способствуют подвижки в земной коре, связанные с активными разломами, пять из которых трасса трубопровода пересекает на исследуемом участке. Общее смещение по ним в зоне прохождения трубопровода составляет от 0,7 до 2,1 м.

3. На территории Макаровского района, по данным ФИЦ ЕГС РАН и Геологической службы США (USGS), с 1927 по 2022 гг. не были зарегистрированы эпицентры крупных землетрясений с магнитудой выше 5. Максимальная интенсивность и пиковое ускорение грунта для землетрясений за период 200 и 1000 лет для данной территории составляют 8,5 и 9,8 баллов по шкале MSK-64, 0,3 g и 0,69 g соответственно.

4. Наиболее опасными с точки зрения воздействия на трубопроводы являются оползневые процессы и речная эрозия, участки проявления которых были выявлены вдоль полосы землеотвода. В рамках визуального осмотра территории обнаружено 32 участка проявления эрозионных процессов, которые были учтены при прокладке трубопровода. Здесь были использованы противоэрозионные меры – рассекатели склонов, габионы, каменная наброска.

5. Мониторинговые мероприятия полосы землеотвода в 2019 и 2020 гг. включали контрольные и технические мероприятия на 14 участках, при этом только на одном из них отмечено удовлетворительное состояние и зарастание трещин растительностью, 3 участка являются относительно устойчивыми, за ними необходимы наблюдения, 9 участков относятся к нестабильным. Для 5 контролируемых в 2019 году относительно стабильных участков в 2020 году мониторинговые мероприятия не проводились.

6. Биологическая рекультивация, проводимая компанией «Сахалинская Энергия» после прокладки трубопровода, эффективна не в полной мере, поскольку были применены не до конца изученные материалы. К ним относятся кокоматы и энкаматы, заявленного разложения которых через 1–2 сезона не произошло. Очень часто данные биоматы становились причиной заиливания русел, что может способствовать активизации оползней и селей антропогенного характера. Несмотря на это, восстановление растительности на полосе землеотвода оценивается как хорошее.

Литература

1. *Харыбина А.С., Ванчугов И.М., Жаркова В.В., Афанасьев А.В.* Выявление геоэкологических рисков эксплуатации производственного комплекса «Пригородное» в рамках нефтегазового проекта «Сахалин-2» // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2023. № 4(313). С. 34–41. [https://doi.org/10.33285/2411-7013-2023-4\(313\)-34-41](https://doi.org/10.33285/2411-7013-2023-4(313)-34-41)
2. Оценка воздействия на окружающую среду. Т. 1. Гл. 1. Введение. Южно-Сахалинск: Сахалин Энерджи, 2003. 14 с.
3. *Батугин А.С.* К техногенной природе сильных коровых землетрясений // Геодинамические процессы и природные катастрофы: Тез. докл. IV Всероссийской научной конференции с международным участием. Южно-Сахалинск: Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, 2021. С. 15.
4. *Казаков Н.А., Генсиоровский Ю.В.* Экзогенные геодинамические и русловые процессы в низгорье о. Сахалин как факторы риска для нефтегазопроводов «Сахалин-2» // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. 2008. № 6. С. 483–496.
5. *Лобкина В.А.* Использование биоматов в закреплении склонов в условиях о. Сахалин / Геориск. 2014. № 4. С. 30–33.
6. *Харыбина А.С., Юмашева А.К., Миронова М.А.* Особенности применения биоматов для рекультивации земель, нарушенных при укладке нефтегазопроводов в условиях острова Сахалин // Актуальные проблемы нефти и газа: Тез. докл. 4-й Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2021. С. 63.
7. *Харыбина А.С., Юмашева А.К.* Применение отходов сельского хозяйства для рекультивации нарушенных территорий // Технологии переработки отходов с получением новой продукции: Материалы III Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Киров: Вятский государственный университет, 2021. С. 184–186.

СЕКЦИЯ 5:
Вопросы цифровизации, управления и экономики
нефтегазового комплекса

СОЗДАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ БАЗЫ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОЧИХ ПРОЦЕССОВ НА ЕЕ ОСНОВЕ

Арыков Т.Р.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
РФ, 400078, г. Волгоград, пр-т им. В.И. Ленина, д. 96
E-mail: timur.arykov@lukoil.com

Ключевые слова: месторождение-аналог, база данных, геолого-физическая характеристика

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время информационные технологии начинают активно внедряться в нефтегазовую отрасль. Каждая организация стремится уменьшить затраты времени, материальных и трудовых ресурсов в ходе своей деятельности, а также упростить процесс обработки и использования информации. Данные задачи можно решить при помощи внедрения автоматизированных информационных систем и баз данных.

Целью работы является оптимизация рабочих трудозатрат при поиске и анализе подходящего месторождения-аналога для обоснования продуктивности скважин и расчета коэффициента вытеснения.

В качестве методологии проведения работы использованы анализ и сравнение существующего и предложенного методов.

Этапы выполнения работы

1. Экспорт данных из таблиц с геолого-физическими характеристиками во временно созданный Excel-документ:

– по каждому месторождению РИТЭК из протокола ЦКР был скопирован лист с ГФХ таблицей.

2. Создание таблицы шаблона:

– для корректного свода был сформирован единый шаблон, для приведения всех таблиц в единый формат, например, таких как единица измерения характеристик;

– также добавлены дополнительные поля, содержащие информацию, такую как купол и район эксплуатационного объекта или универсальное индексированное название пласта для удобства фильтрации.

3. Конвертация данных в шаблонный формат:

– собранные таблицы с ГФХ по всем месторождениям приведены в шаблонный формат.

4. Создание макроса для быстрого формирования свода:

– во избежание трудоемкой и монотонной работы для сведения имеющихся таблиц был написан макрос.

5. Формирование базы данных:

– макросом сведены ГФХ-таблицы [1], в полученном своде сопоставлена и внесена информация с ТПП и лицензионными участками, создана сводная таблица и добавлены к ней срезы для удобства.

6. Тестирование:

– для выявления функциональных ошибок, недостатков и проверки корректности при работе с базой данных было произведено тестирование специалистами «ЛУКОЙЛ-

Инжиниринг» и «РИТЭК», а также проведена оценка использования этого метода при поиске и анализе подходящего месторождения-аналога.

7. Внесение корректировок и правок:

– были устранены полученные замечания и внесены предложения, выявленные в результате тестирования.

Сравнение существующего и предложенного методов

В существующем методе, представленном на рис. 1, I этап занимал в лучшем случае 0,5 часа, при условии, что выполнение данной работы осуществляет уже опытный специалист.

II этап – сбор ГФХ из протокола ЦКР занимал в среднем 0,6 часа.

III этап – подбор и анализ занимает чуть больше 1 часа.

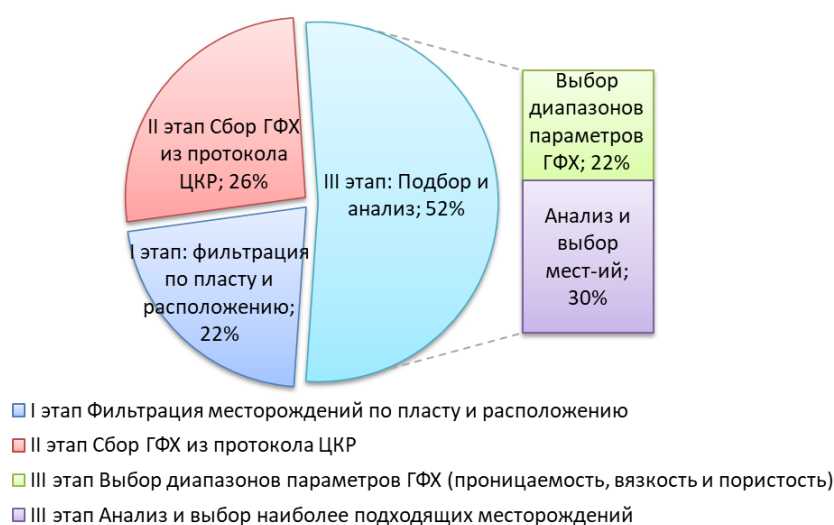


Рис. 1. Анализ существующего метода

В предложенном методе (рис. 2), благодаря базе данных, избавляемся от первых двух этапов, которыми являлась ручная монотонная работа. И это позволяет заняться сразу анализом подходящих месторождений-аналогов, подобранных по диапазону основных параметров ГФХ, также сократилось время данного этапа, благодаря удобству использования базы данных.

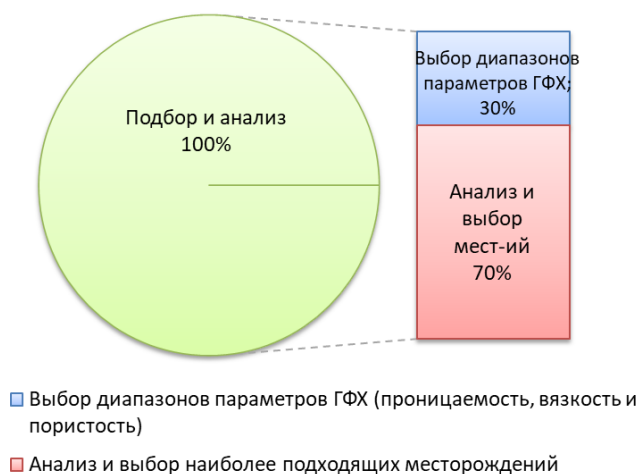


Рис. 2. Анализ предложенного метода

Результаты работ

1. Найдено решение для оптимизации времени при поиске и анализе подходящего месторождения аналога.
2. Выполнены: первичный сбор, формализация и подготовка исходной информации для работы.
3. Проведены тестовые формирования свода и базы данных в Excel-форме.
4. Проведена оптимизация подготовки и сбора, создание макроса в Visual Basic.
5. Выполнено формирование функциональной базы данных в Excel-форме.
6. Выполнено тестирование специалистами «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и «РИТЭК» и проведена корректировка по рекомендациям.

Литература

1. *Chinowsky B.* Getting started with VBA in Excel 2010 // Microsoft Learn. 2014. 24 July. [https://learn.microsoft.com/en-us/previous-versions/office/developer/office-2010/ee814737\(v=office.14\)](https://learn.microsoft.com/en-us/previous-versions/office/developer/office-2010/ee814737(v=office.14)) (Дата обращения 02.10.2022).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ И МОНИТОРИНГА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУР И ПРОЕКТОВ

Батталов М.Л.

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
РФ, 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: maxbattalov@icloud.com

В современном мире, где технологические достижения проникают во все сферы человеческой деятельности, роль дистанционного зондирования в геологии и мониторинге геологических структур и проектов становится все более явной и существенной. Данная технология предоставляет уникальные возможности для получения высококачественной информации о земной поверхности, которая имеет неопределимое значение для обнаружения, изучения и эффективного управления геологическими структурами, а также для успешной реализации проектов в области геологии и ресурсной добычи [1–5].

Целью работы является рассмотрение различных способов дистанционного зондирования и анализ полученных данных.

В прошлом осуществление геологоразведочных работ и мониторинга геологических объектов требовало значительных усилий и затрат, включая физическое присутствие на месте и проведение трудоемких терренных исследований. Однако с приходом эры цифровых технологий и применения дистанционного зондирования образовавшиеся возможности позволили серьезно улучшить эффективность и точность этих процессов.

Дистанционное зондирование представляет собой мощный инструмент, позволяющий получать информацию о земной поверхности и геологических структурах без необходимости непосредственного присутствия на месте исследования. Эта технология базируется на сборе и анализе электромагнитных излучений, испущенных объектами на поверхности Земли, и последующем преобразовании этих данных в информацию о физических и химических характеристиках объектов.

Одним из ключевых методов дистанционного зондирования является мультиспектральное изображение, основанное на измерении различных диапазонов электромагнитных волн – от видимого света до инфракрасного излучения. Это позволяет идентифицировать и различать геологические структуры по их характерным спектральным характеристикам, таким как химический состав и минеральный состав.

Также важным аспектом дистанционного зондирования является радарная интерферометрия, позволяющая получать информацию о высотах и деформациях земной поверхности. Это особенно полезно для мониторинга геологических структур, таких как разломы и покровные слои, и выявления даже незначительных изменений.

Применение дистанционного зондирования в геологии и мониторинге проектов дает множество преимуществ. Во-первых, оно позволяет охватить большие территории за короткий период времени, что особенно важно при обнаружении новых месторождений и изучении

сложных геологических структур. Во-вторых, технология способствует уменьшению рисков и затрат, связанных с физическими исследованиями в труднодоступных или опасных регионах. В-третьих, дистанционное зондирование обеспечивает высокую точность и детализацию данных, что способствует более точному прогнозированию и управлению геологическими рисками.

Применение дистанционного зондирования также позволяет решать актуальные задачи в области мониторинга геологических проектов. Это включает в себя наблюдение за подземными деформациями, изменениями в землепользовании и эффективностью добычи полезных ископаемых. Технология позволяет быстро реагировать на изменения и принимать информированные решения для оптимизации процессов и улучшения экономической эффективности.

Среди других преимуществ дистанционного зондирования стоит отметить его способность работать в режиме непрерывного мониторинга. Это означает, что спутники и другие дистанционные платформы могут регулярно собирать данные, что позволяет выявлять долгосрочные тенденции и изменения в геологических структурах и проектах. Такой постоянный мониторинг помогает предупреждать о потенциальных рисках и оперативно реагировать на них.

Кроме того, дистанционное зондирование способствует более глубокому пониманию геологических процессов. Анализ данных, полученных с помощью мультиспектральных изображений и радарной интерферометрии, позволяет выявить связи между различными геологическими явлениями и факторами, такими как климатические изменения или человеческая деятельность. Это способствует более точному прогнозированию будущих изменений и эффективному управлению ресурсами.

Важно подчеркнуть, что успешное применение дистанционного зондирования в геологии и мониторинге проектов требует интеграции различных методов и подходов. Комбинирование мультиспектральных данных с данными радарной интерферометрии, а также с информацией из других источников, позволяет получить более полное и объективное представление о состоянии и динамике исследуемых объектов.

В ходе данной исследовательской работы был проведен анализ и исследование вопросов, связанных с применением дистанционного зондирования, а именно были изучены данные, полученные с наблюдаемого проекта. Это включало в себя работу со спутниковыми снимками в мультиспектральном формате. На основе анализа литературы были разработаны и проанализированы методы обработки и анализа спутниковых данных, направленные на обнаружение и интерпретацию геологических структур и особенностей. В ходе исследования были применены современные подходы машинного обучения и обработки изображений, позволяющие выявить скрытые закономерности и паттерны на спутниковых снимках.

Проведенные исследования также включали анализ временных рядов данных, полученных из различных источников. Это позволило выявить динамику изменений в геологических структурах и проектах, таких как добыча полезных ископаемых или землепользование. Комбинирование данных многих источников позволяет получить более полное представление о состоянии и изменениях в исследуемых объектах.

Одной из ключевых задач была разработка методов автоматической обработки и анализа данных, чтобы ускорить и упростить процесс извлечения информации из спутниковых снимков. Это включало в себя разработку алгоритмов сегментации изображений, классификации

геологических объектов и выявления аномалий в данных. Такие методы позволяют значительно сократить затраты времени и ресурсов при анализе больших объемов данных.

Важной частью исследования была также валидация разработанных методов и алгоритмов на реальных данных наблюдаемых проектов. Это включало сравнение результатов анализа с имеющимися геологическими данными, проведение полевых обследований для проверки точности выявленных характеристик и структур, а также сопоставление прогнозов, полученных с использованием дистанционного зондирования, с реальными изменениями в исследуемых объектах.

Таким образом, в ходе исследовательской работы были представлены и апробированы инновационные методы анализа и использования данных, полученных с помощью дистанционного зондирования. Эти методы не только значительно улучшают понимание геологических структур и проектов, но и предоставляют ценные инструменты для принятия обоснованных решений в области геологии и мониторинга проектов в условиях неопределенности и изменяющейся окружающей среды.

Литература

1. Михайлов С.И. Применение данных дистанционного зондирования Земли для решения задач в области сельскохозяйственного производства // Земля из космоса – наиболее эффективные решения. 2011. Вып. 9. С. 17–23.
2. Чандра А.М., Гош С.К. Дистанционное зондирование и географические информационные системы. М.: Техносфера, 2008. 312 с.
3. Бабаянц И.П., Барях А.А., Волкова М.С. и др. Мониторинг оседаний на территории г. Березники (Пермский край) методами спутниковой радарной интерферометрии. I. Дифференциальная интерферометрия // Геофизические исследования. 2021. Т. 22, № 4. С. 73–89. <https://doi.org/10.21455/gr2021.4-5>
4. Богданов К.В., Бекетова Е.Б. Применение беспилотных летательных аппаратов в геолого-геофизической разведке месторождений полезных ископаемых // Будущее Арктики начинается здесь: Сб. материалов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Апатиты: Изд-во Мурманского арктического государственного университета, фил. в г. Апатиты, 2019. С. 67–79.
5. Горный В.И. Космические измерительные методы инфракрасного теплового диапазона при мониторинге потенциально опасных явлений и объектов // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2004. Т. 1, № 1. С. 10–16.

БАРЬЕРЫ ПРИ ВНЕДРЕНИИ ЦИФРОВЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

Бикбаува А.И.¹, Дашкина М.Э.^{2*}, Мухаметшина Г.С.^{2}**

1 – Уфимский государственный нефтяной технический университет,
РФ, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

2 – Бирский филиал Уфимского университета науки и технологий,
РФ, 452450, г. Бирск, ул. Интернациональная, д. 10

*E-mail: *dashkinaMdashkina@yandex.ru, **gulnarabikbauva@yandex.ru*

Актуальность данной работы обусловлена тем, что в условиях санкций, которые накладывают ограничения на импорт технологий и оборудования для нефтегазовой отрасли, существуют барьеры, риски при внедрении отечественных цифровых программных комплексов для повышения эффективности управления проектами и операционной деятельностью.

Масштаб изменений в нефтегазовой отрасли после падения цен на нефть в 2020 году из-за пандемии и санкций против России вызывает необходимость адаптации к новым экстремальным условиям. К настоящему времени реализовано десять пакетов санкций, каждый из которых включает в себя ограничения в области импорта и экспорта. Возникает ряд проблем – внутренних и внешних, которые требуют первоочередного решения для поддержания прибыльного роста отрасли. Одной из таких проблем являются барьеры при импортозамещении оборудования и технологий после ухода из России ряда крупных зарубежных компаний, а также поиски новых рынков сбыта после эмбарго США, Великобритании и стран Европейского Союза.

Цифровая экономика становится ключевым элементом конкурентоспособности российского топливно-энергетического комплекса. Переход от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию является первым этапом реализации стратегии цифровой модернизации. Нефтегазовый комплекс России в настоящее время обладает крупнейшей в мире минерально-сырьевой базой, развитой инфраструктурой и значительным инновационным потенциалом, включая способность внедрять цифровые технологии и производства с высокой конверсией. При этом в условиях санкций Российская Федерация активно развивает свою научно-техническую базу и промышленные возможности, в том числе в области искусственного интеллекта (ИИ) [1–3].

Компания VrilaSoft, занимающаяся информационными технологиями, в отчете за 2022 г. [4] видит следующие преимущества цифровой трансформации в нефтегазовом секторе:

- снижение эксплуатационных расходов на 12–20 %,
- сокращение незапланированных остановок оборудования на 15–25 %,
- повышение эффективности НПЗ на 8–12 %,
- улучшение здоровья персонала, безопасности и защиты окружающей среды на рабочих местах,
- повышение эффективности работы персонала.

Внедряя зарубежные цифровые технологии, российская экономика столкнулась со следующими трудностями.

Данные прошлых лет показывают постепенно нарастающий импорт информационно-компьютерных технологий (ИКТ). К 2021 г. суммарный ИКТ-импорт составил около 35,5 млрд долл.,

включая 29,4 млрд долл. на импорт ИКТ-товаров, 5,2 млрд долл. на импорт компьютерных услуг и не менее 1 млрд долл. на импорт лицензий на программное обеспечение (ПО). С учетом среднегодового курса доллара суммарный импорт ИКТ-товаров и услуг, включая ПО, можно оценить в 2,62 трлн руб. в 2021 г. Это около 70 % валовой добавленной стоимости (ВДС) сектора ИКТ, в то время как в 2019 г. это соотношение составляло 64 %, а в 2020 г. – 67 % (рис. 1) [5].

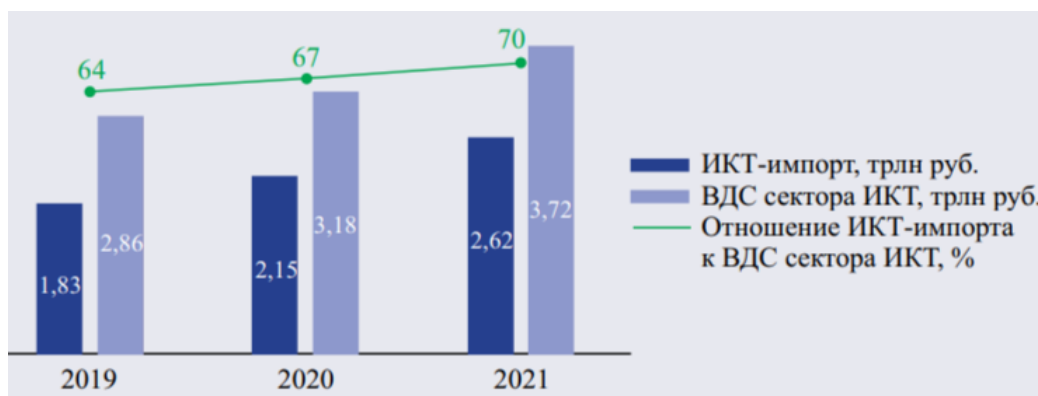


Рис. 1. Соотношение ИКТ-импорта и ВДС сектора ИКТ в 2019–2021 гг.

С точки зрения санкционных рисков важно учесть рост курсов иностранных валют и нарушение логистики поставок, так как они приводят к удорожанию импортных ИКТ-товаров, в том числе инвестиционных, и соответственно, к сокращению реальных инвестиций сектора ИКТ и сложностям с обеспечением потребности рынка, например, в вычислительных мощностях, предоставляемых зарубежными партнерами («Коммерсант», 2022). Более того, по данным исследовательского центра A2:Research, российский бизнес испытывает колоссальные трудности с продлением лицензий на иностранный софт, также проблемы возникают с технической поддержкой, не говоря уже об оплате обслуживания. В первую очередь проблемы коснулись госорганизаций и крупных коммерческих компаний, отметил гендиректор компании – производителя офисного ПО «Мойофис» Павел Калякин [6].

При рассмотренных трудностях внедрение отечественных цифровых программных комплексов является наилучшим выходом, однако это решение тоже несет в себе ряд рисков и вызывает определенные опасения.

Во-первых, использование новых технологий может повлечь за собой уязвимость информационных систем и возможность хакерских атак со стороны зарубежных конкурентов. Это может привести к утечке коммерческой и конфиденциальной информации, а также к нарушению работы производственных процессов.

Во-вторых, необходимость обновления оборудования и программного обеспечения для внедрения цифровых технологий требует значительных инвестиций.

Кроме того, переход к цифровым технологиям требует высокой квалификации специалистов, что может быть сложно достичь в условиях санкций, когда доступ к международным образовательным программам и опыту ограничен. Это может затруднить процесс обучения персонала и привести к недостатку специалистов в данной области. Также возникают риски релокации группы работников, в связи с этим целесообразно предусмотреть пакет мер по поддержке улучшения условий работы ИТ-специалистов в отраслях экономики и социальной сферы.

По оценкам Vygon Consulting, к 2024 году долю импорта по некоторым технологическим направлениям удастся снизить до 10–50 % [7]. Это, безусловно, шаг вперед, особенно если учесть, что обеспечить себя отечественным оборудованием и технологиями на 100 % в данный момент невозможно.

Таким образом, из всего вышеперечисленного мы можем сделать следующие выводы.

Внедрение цифровых программных комплексов в нефтегазовой отрасли стало более сложным и затратным в условиях санкций. Несмотря на это, в ведущих российских нефтяных компаниях активно разрабатываются проекты создания импортозамещающих цифровых программ, нивелируя риски.

В условиях санкций важно разрабатывать и использовать альтернативные решения. Это может включать развитие отечественных технологий, поиск новых поставщиков оборудования и программного обеспечения, а также привлечение внешних инвесторов.

Цифровые программные комплексы в нефтегазовой отрасли могут столкнуться с проблемами в области кибербезопасности. Санкции могут обострить эту проблему, так как нефтегазовые компании могут стать более уязвимыми для кибератак со стороны злоумышленников, так как ПО находится на стадии тестового использования.

В целом, внедрение цифровых программных комплексов в нефтегазовой отрасли в условиях санкций представляет определенные трудности и вызовы, но при нивелировании угроз и разработке альтернативных решений возможно решить эти проблемы и ускорить процесс цифровой трансформации.

Литература

1. *Орешина М.Н.* Математические основы инновационных технологий в перерабатывающих отраслях АПК. М.: Изд. дом ГУУ, 2019. 118 с.
2. *Полевой Д.* Взгляд в 2023-й: на нефтяном и бюджетном распутье. Санкции, нефтяное эмбарго и ценовой потолок // *Финам.Ру*. 2023. 12 февраля. <https://www.finam.ru/publications/item/vzglyad-v-2023-y-na-neftyanom-i-byudzhetnom-raspute-20230212-1200/> (Дата обращения 14.09.2023).
3. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Ложников П.С.* и др. Анализ рисков при применении технологий искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности* 2021. № 7(576). С. 17–27.
4. *Bajaj S., Wolfe T., Vaz L.* Digital transformation in oil and gas // *birlasoft*. 2022. 18 February. <https://www.birlasoft.com/articles/digital-transformation-in-oil-and-gas-industry> (Дата обращения 26.09.2023).
5. *Абдрахманова Г.И., Васильковский С.А., Вишневский К.О.* и др. Цифровая трансформация: ожидания и реальность: Доклад к XXIII Ясинской (Апрельской) международной научной конференции по проблемам развития экономики и общества. М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2022. 221 с.
6. *Устинова А.* Половина российских компаний не смогла продлить лицензии на иностранный софт // *Ведомости*. 2023. 25 мая. <https://www.vedomosti.ru/technology/articles/2023/05/25/976746-polovina-rossiiskih-kompanii-ne-smogla-prodlit-litsenzii-na-inostrannii-soft> (Дата обращения: 26.09.2023).
7. *Халбашкеев А.* Отрасль в условиях санкций: ищем пути выхода // *Нефтегазовая промышленность*. 2022. № 2. С. 10–16.

ФОРМИРОВАНИЕ МЕТОДА ОЦЕНКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО КАПИТАЛА НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ НЕДРА»

Бячкова К.О.

ООО «Газпром Недра», РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 70

E-mail: k.byachkova@nedra.gazprom.ru

В России внимание к интеллектуальному капиталу стало активно проявляться сравнительно недавно. В силу этого, изучение проблем развития интеллектуального капитала организации имеет большое теоретическое и практическое значение.

Актуальность темы исследования заключена в том, что интеллектуальный капитал организации – это одно из основных преимуществ большинства современных предприятий, нацеленных на стабильное развитие и укрепление позиций на рынке за счет повышения конкурентоспособности. Интеллектуальный капитал — это ресурс, за счет которого организация способна развивать свою деятельность и повышать ее эффективность в долгосрочной перспективе. [1–4]. Для нефтегазовой отрасли интеллектуальный капитал имеет особое значение, поскольку деятельность сопряжена с высокими техногенными рисками.

Целью исследования являлась разработка метода оценки интеллектуального капитала и его апробация в ООО «Газпром недра».

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Рассмотрены теоретические основы развития интеллектуального капитала, изучены методы его оценки;
2. Применены методы рыночной капитализации, отдачи активов, индексно – рейтинговый подход для анализа интеллектуального капитала на объекте исследования, выявлены их слабые и сильные стороны;
3. Предложен авторский интегральный показатель оценки интеллектуального капитала, который состоит из пяти составляющих (индексов человеческого, структурного, организационного, инновационного, клиентского капиталов) и проведена его апробация на примере ООО «Газпром недра».

В современной литературе представлено большое количество различных теоретических и практических аспектов понимания и развития интеллектуального капитала организации, что освещено в работах как отечественных, так и зарубежных авторов. Среди трудов отечественных исследователей следует отметить работы А.М. Бабича, А.Л. Гапоненко, В.Л. Иноземцева, А.Н. Козырева, Б.Б. Леонтьева, Ю.Г. Одегова и работы других ученых, посвященных исследуемой тематике [5]. Среди зарубежных авторов можно выделить: Д. Белла, Э. Брукинга, У. Буковича, П. Друкера, М. Кастельса, Г. Минцберга, М. Мэлоуна, П. Пильцера, Т. Питерса, М. Портера, Т. Стюарта, Л. Эдвинссона [6].

Например, в работах Г.С. Беккера, А.И. Добрынина, С.А. Дятлова, Р.А. Капелюшникова, Дж. Кендрика, Т.У. Шульца и др. достаточно подробно отражены проблемы человеческого капитала как составляющей части интеллектуального капитала, рассматривается важность инвестиций в данный капитал, отмечается, что изменения в уровне знаний, умений, навыков и иных способностей персонала предприятия напрямую влияют на интеллектуальный капитал организации.

В ходе исследования отработаны следующие элементы научной новизны: 1 – уточнено основное понятие интеллектуального капитала; 2 – разработана и апробирована авторская методика оценки интеллектуального капитала в ООО «Газпром недра»; 3 – разработан алгоритм работы с авторской методикой и комплекс мероприятий для развития интеллектуального капитала предприятия.

Учитывая отсутствие общепринятого определения «интеллектуальный капитал», предложена авторская трактовка, учитывающая отраслевую специфику и стратегические цели развития предприятия нефтегазового комплекса.

В ходе теоретико-методического анализа были отобраны три основных методики оценки интеллектуального капитала [7], такие как метод отдачи активов (А. Пулик), метод рыночной капитализации (коэффициент Д. Тобина), индексно-рейтинговый подход, и апробированы на примере данных ООО «Газпром недра». В ходе апробации методик были выявлены их достоинства и недостатки. Наиболее доступными для апробации на объекте исследования оказались методы, в которых устанавливается связь финансовых показателей с элементами интеллектуального капитала, такие как метод рыночной капитализации и метод отдачи активов. Более информативным с точки зрения раскрытия понятия «интеллектуальный капитал» и его составляющих является индексно-рейтинговый подход.

Необходимо отметить, что по результатам апробации формируется противоречивое заключение: по методу отдачи активов основной вклад в развитие интеллектуального капитала вносит человеческий капитал, а по индексно-рейтинговому подходу – организационный капитал.

Результаты и выводы апробации методик стали опорной точкой для создания авторского метода оценки интеллектуального капитала предприятия, в основу которого заложены следующие принципы: многофакторный подход в оценке, измеримость показателей для вычисления каждой составляющей, доступность исходной информации и ее актуализация, сопоставимость показателей и возможность их сравнения в динамике, универсальность применения.

Предлагаемый интегральный показатель интеллектуального капитала состоит из пяти составляющих: $ИК = \sqrt[5]{Hi * Ci * Ii * Ori * Si}$, где H_i – индекс человеческого капитала, S_i – индекс структурного капитала, Ori – индекс организационного капитала, I_i – индекс инновационного капитала, C_i – индекс клиентского капитала, каждый из которых рассчитывается по специальным разработанным автором формулам и на основе данных корпоративной и статистической отчетности организации (табл. 1).

Таблица 1. Индексы интегрального показателя интеллектуального капитала

Показатель	Сущность показателя	Расчет показателя
1	2	3
Индекс человеческого капитала (H_i)	Уровень развития человеческого капитала на предприятии на территории России	$H_i = \frac{\sum(I \text{ знаний} + I \text{ опыта} + I \text{ производительности} + I \text{ здоровья} + I \text{ мотивации})}{5}$, где I знаний – доля сотрудников с высшим образованием; I опыта – доля сотрудников со стажем выше 10 лет; I производительности – динамика роста производительности труда; I здоровья – доля «здорового» рабочего времени; I мотивации – привлекательность работы в компании.

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Индекс организационного капитала (Ori)	Характеризует уровень обеспечения и переоснащения информационными технологиями для выполнения производственных задач компании, организации и структурирования бизнес-процессов	$Ori = E + P$, где E – индекс прироста затрат на ИТ оборудование; P – индекс прироста затрат на приобретения прав использования программного обеспечения, доступа к ИУС и пр.
Индекс структурного капитала (Si)	Структурирование бизнес-процессов через обеспечение нормативными документами, техническими регламентами производственно-хозяйственной деятельности	$Si = Zi + Wi$, где Zi – индекс экспертного участия предприятия в подготовке нормативных документов; Wi – индекс разработки и внедрения нормативных документов.
Индекс инновационного капитала (Ii)	Исключительное право, авторство и приоритет изобретения, полезной модели, промышленного образца либо селекционного достижения на предприятии	$Ii = Pi + Ni + Ti$, где Pi – индекс патентов предприятия; Ni – индекс НИОКР; Ti – индекс технического перевооружения предприятия.
Индекс клиентского капитала (Ci)	Степень взаимодействия предприятия с контрагентами, количество заключенных соглашений между ними	$Ci = B/L$, где B – количество компаний, принявших участие в закупках/конкурсном отборе, шт.; L – количество заключенных соглашений, шт.

Так как предложенная методика многосоставная, разработан алгоритм работы с ней, состоящий из 9 этапов (табл. 2).

Таблица 2. Алгоритм работы с авторской методикой оценки интеллектуального капитала

Этап 1	Постановка проблемы
Этап 2	Определение исследуемого временного периода
Этап 3	Сбор данных для расчета индексов, составляющих интеллектуальный капитал
Этап 4	Расчет показателей для определения каждого из индексов, входящих в формулу расчета интеллектуального капитала
Этап 5	Подстановка значений индексов в основную формулу для расчета интегрального показателя интеллектуального капитала
Этап 6	Сравнение полученных значений интегрального показателя по ранее определенному временному периоду
Этап 7	Построение графика для визуализации изменений, произошедших с интеллектуальным капиталом за определенный период времени
Этап 8	Интерпретация и анализ полученных данных
Этап 9	Разработка комплекса мероприятий для развития интеллектуального капитала на предприятии

Проведенный по авторской методике расчет демонстрирует, что самые высокие индексы достигнуты у инновационного и клиентского капиталов, а самым низким является индекс человеческого капитала. Интегральный показатель с 2020 по 2022 гг. находится на среднем уровне (рис. 1).

Был определен диапазон значений комплексного интегрального показателя интеллектуального капитала предприятия для ООО «Газпром недра», показывающий уровень составляющих интеллектуального капитала (табл. 3).

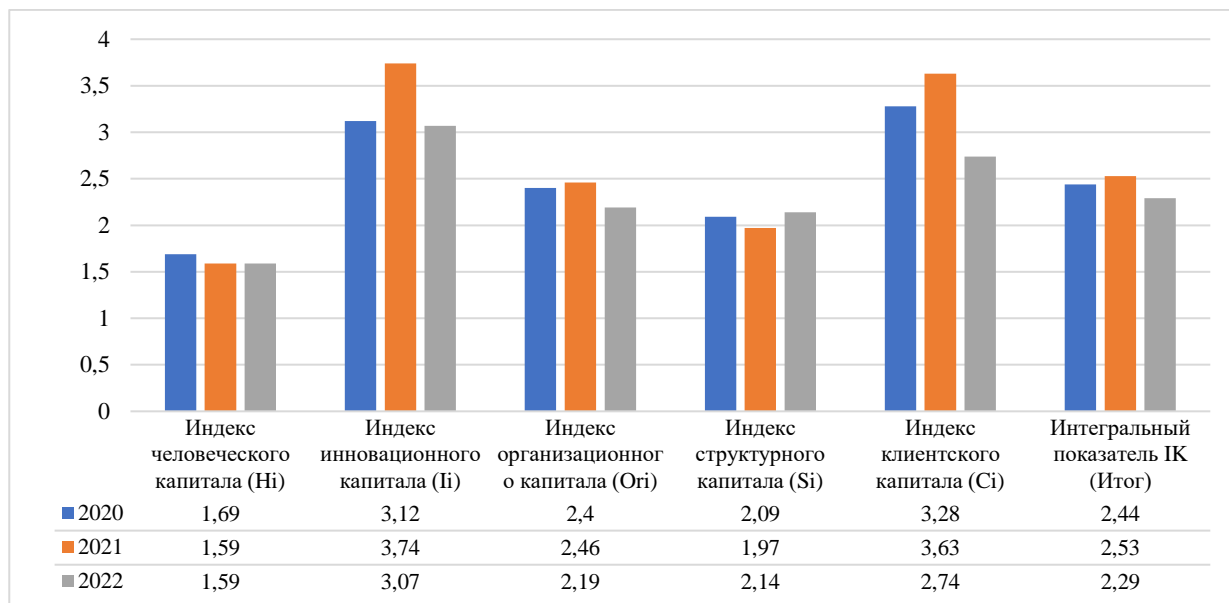


Рис. 1. Апробация авторского метода оценки интеллектуального капитала в ООО «Газпром недра»

Таблица 3. Диапазон значений комплексного интегрального показателя интеллектуального капитала

Наименование индекса	2022 г.	Значение	Уровень составляющих интеллектуального капитала	Характеристика
Индекс человеческого капитала (Hi)	1,59	$1 > Hi < 3$	Средний	Достаточно, чтобы обеспечить стабильность предприятия
Индекс клиентского капитала (Ci)	2,74	$1 > Ci < 3$	Средний	Достаточно, чтобы обеспечить стабильность предприятия
Индекс инновационного капитала (Ii)	3,07	$3 > Ii < 5$	Высокий	Достаточно для ускоренного роста предприятия
Индекс организационного капитала (Ori)	2,19	$1 > Ori < 3$	Средний	Достаточно, чтобы обеспечить стабильность предприятия
Индекс структурного капитала (Si)	2,14	$1 > Si < 3$	Средний	Достаточно, чтобы обеспечить стабильность предприятия
Интегральный показатель (ИК)	2,29	$1 > ИК < 3$	Средний	Достаточно, чтобы обеспечить стабильность предприятия

Учитывая, что индекс человеческого капитала имеет самое низкое значение, разработан и предложен комплекс мероприятий: внедрение грейдовой системы оплаты труда, системы наставничества/обучения, системы годового бонуса с каскадированием бизнес-задач, нематериальное поощрение, направленный на развитие человеческого капитала ООО «Газпром недра». Мероприятия предложены по двум направлениям – материальная и нематериальная мотивации персонала [8].

Внедрение предложенных мероприятий автором исследования способствовало росту индекса человеческого капитала на 20 % по сравнению с 2022 г. и увеличило значение

интегрального показателя интеллектуального капитала ООО «Газпром недра» на 3,5 % в 2023 г. (табл. 4).

Таблица 4. Изменения комплексного интегрального показателя интеллектуального капитала после применения комплекса мероприятий

Название индекса	2022 г.	2023 г.
Индекс человеческого капитала (Hi)	1,59	1,91
Индекс инновационного капитала (Ii)	3,07	3,07
Индекс организационного капитала (Ori)	2,19	2,19
Индекс структурного капитала (Si)	2,14	2,14
Индекс клиентского капитала (Ci)	2,74	2,74
Интегральный показатель ИК (Итог)	2,29	2,37

Результатами проведенного исследования являются актуализированное понятие интеллектуального капитала, разработанная авторская методика оценки интеллектуального капитала, подтверждена апробация предлагаемых мероприятий и их эффективность для повышения интегрального показателя, способствующих развитию теории интеллектуального капитала организации.

Литература

1. *Кельчевская Н.Р., Черненко И.М.* Управление интеллектуальным капиталом промышленного предприятия: Учеб. пособие. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета. 2014. 194 с.
2. *Ломакина Г.А.* Актуальные проблемы оценки интеллектуального капитала: российский и зарубежный опыт // Вестник НГИЭИ. 2016. № 7(62). С. 57–66.
3. *Руднева Л. Н., Симарова И.С., Гурьева М.А., Руденок О.В.* Экономика персонала (в схемах и таблицах): Учеб. пособие. Тюмень: ТИУ, 2021. 14 с.
4. *Тугускина Г.Н.* Управление интеллектуальным капиталом организации: Учеб. пособие. Пенза: Изд-во ПГУ, 2021. 138 с.
5. *Леонтьева Л. С., Орлова Л.Н.* Управление интеллектуальным капиталом: Учебник и практикум для вузов. М.: Юрайт, 2023. 295 с.
6. *Брукинг Э.* Интеллектуальный капитал. СПб.: Питер, 2001. 288 с.
7. *Идченко Н.В., Елкин С.Е.* Эффективные методы оценки интеллектуального капитала // Современные проблемы науки и образования. 2013. № 3. С. 321. <https://science-education.ru/ru/article/view?id=9566> (Дата обращения 02.10.2023).
8. *Бячкова К.О.* Формирование метода оценки интеллектуального капитала предприятия нефтегазовой отрасли // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: Тез. докл. XI Международной молодежной научно-практической конференции. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. С. 142.

РОЛЬ ЦИФРОВИЗАЦИИ В РАБОТЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Казначеева А.Ю.

Московский государственный институт международных отношений МИД РФ,
РФ, 119454, г. Москва, пр. Вернадского, д. 76
E-mail: alisakaznacheeva@gmail.com

Актуальность работы обусловлена растущей необходимостью выработки огромного количества энергии при затрате минимального капитала, растущей конкуренцией на международном рынке. В современных реалиях добыча нефти и газа требует непосредственного участия людей в опасных технологических процессах. Решить эту проблему может цифровизация перерабатывающего и добывающего комплексов. Цифровизация способна сделать процесс производства не только более безопасным, но и менее затратным за счет найма меньшего количества работников.

Некоторые проблемы цифровизации в нефтегазовом комплексе рассмотрены в работах [1, 2].

Динамика перехода к высокоцифровому производству нефти и газа представлена авторами [1] в виде рис. 1.

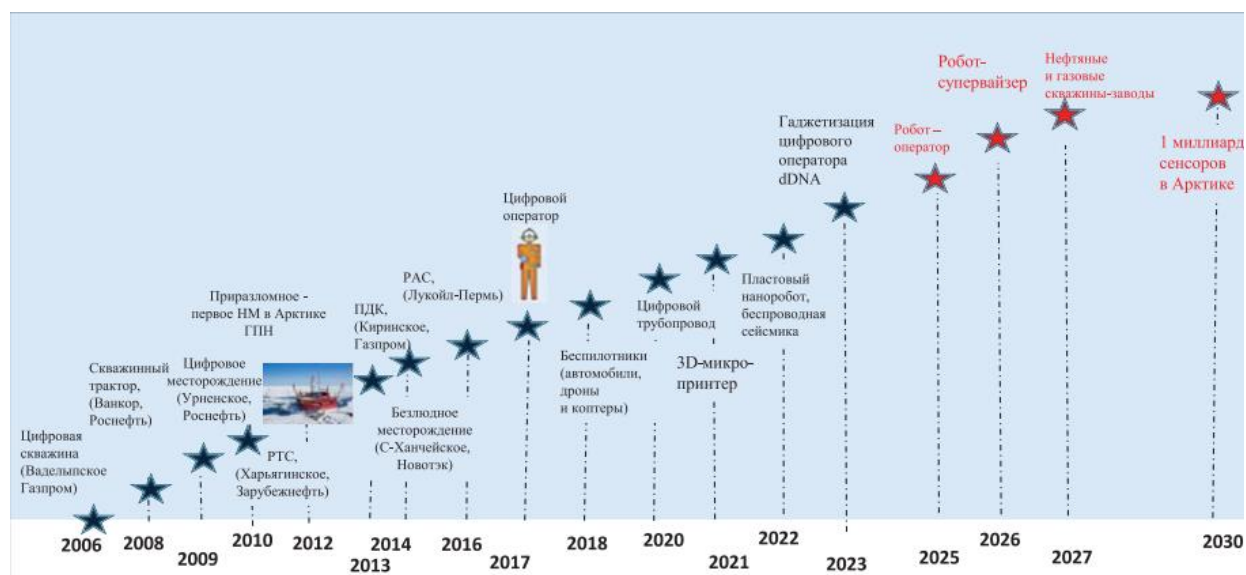


Рис. 1. Развитие цифровизации НГК с прогнозом до 2030 [1]

В работе [3] было рассмотрено влияние цифровизации на цепочки поставок в нефтегазовом комплексе. Оптимизация работы цепочки с помощью цифровизации дает возможность быстрее реагировать на изменения рынка потребления и, как следствие, оптимизировать все производство, сделать его менее капиталоемким. Схема перехода к единой цифровизированной экосистеме представлена на рис. 2.

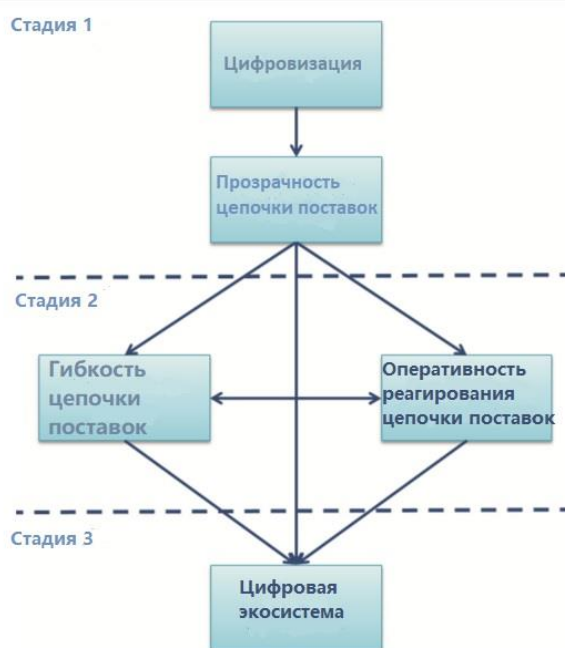


Рис. 2. Схема перехода к цифровой экосистеме [3]

Помимо этого, в статье [4] был представлен отчет компании «НафтаГаз» по осуществлению в течение 2 лет программы «Цифровая буровая» и дальнейшие планы по цифровизации производства в компании «Газпром Нефть». Ниже представлены некоторые результаты на июль 2023 г.:

- все буровые станки компании «НафтаГаз» оснащены комплексами автоматического бурения (АКБ),
- при помощи АКБ пробурено 290 скважин, пройдено более миллиона метров проходки,
- механическая скорость проходки выросла на 25 %, суммарный эффект для заказчика – экономия около 300 суток бурения (7 %).

Выводы

Проведение цифровизации в настоящее время является ключом к решению многих проблем нефтегазовой отрасли, способом получения преимуществ перед конкурентами. Новые технологии применяются активно, в том числе и на рынке РФ. Об этом свидетельствуют данные статистики и наличие таких программ, как «Цифровая буровая».

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Мартынов В.Г., Абукова Л.А., Еремин Н.А. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2016. № 2 (24). С. 13–19.
2. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. От цифрового к высокоцифровому производству нефти и газа // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 6(271). С. 21–25.
3. Gezdir A., Bhattacharjya J. Digitization in the oil and gas industry: challenges and opportunities for supply chain partners // IFIP Advances in Information and Communication Technology. 2017. Vol. 506. P. 97–103. https://doi.org/10.1007/978-3-319-65151-4_9
4. «НафтаГаз» определил стратегию развития проекта «Цифровое бурение» на ближайший год // Neftegaz.RU. 2023. 31 июля. <https://neftgaz.ru/news/drill/787798-naftagaz-opredelil-strategiyu-razvitiya-proekta-tsifrovoye-burenie-na-blizhayshiy-god/> (Дата обращения 02.11.2023).

ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ПРИ АНАЛИЗЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ В РАЗЛИЧНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛГОГРАДСКОГО ПОВОЛЖЬЯ И АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ

Коваленко А.А.*, Николаенко С.В.

Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
РФ, 400078, г. Волгоград, пр-т им. В.И. Ленина, д. 96
*E-mail: *andrey.a.kovalenko@lukoil.com*

Выделение тектонических нарушений является основной задачей на этапе проведения интерпретации сейсмических данных. Тектонические нарушения играют доминирующую роль как в процессах формирования неструктурных ловушек, в создании условий, обеспечивающих стратиграфическое и литологическое выклинивание нефтегазоносных горизонтов, экранирование нефтегазовых залежей, так и в процессах разрушения нефтегазовых залежей и месторождений [1]. В настоящее время трассирование нарушений происходит, как правило, в ручном режиме, являясь одним из самых трудоемких этапов.

На сегодняшний день существует большое количество подходов к решению задачи автоматизации этапа получения тектонической модели района работ, а также процесса трассирования поверхностей разломов. Однако большинство имеющихся методик связано с получением и анализом специальных атрибутов сейсмической записи, характеризующих потери непрерывности времени прихода и формы сейсмических отражений, результат расчета которых напрямую зависит от качества входных данных, что ограничивает их возможности.

В последние годы наблюдается повышенный интерес к технологиям на базе искусственного интеллекта, основанным на принципах работы человеческого мозга и активно внедряемым в практическое использование для решения множества бытовых и производственных задач самых разных областей. Не является исключением и нефтегазовый сектор [2].

В работе продемонстрировано применение аппарата машинного обучения, реализованного в отечественном комплексе Geoplat Pro-S (ООО «ГридПойнтДинамикс», резидент Сколково), используемого Филиалом для интерпретации сейсмических данных и проходящего тестирование в Обществе в рамках программы импортозамещения. Решение задачи выделения тектонических нарушений реализовано в ПО Geoplat Pro-S на принципе предварительного обучения нейронной сети на основе больших массивов синтетических данных. Алгоритм на основе машинного обучения обладает рядом преимуществ, главными из которых являются выделение нарушений непосредственно по сейсмическому кубу, при этом на данных различного качества [3].

В ходе выполнения научно-технической работы выполнено дообучение нейронной сети на реальных сейсмических данных для различных сейсмогеологических условий (платформенные условия, солянокупольная тектоника и области развития сдвиговой тектоники Среднего Каспия). Рассчитаны специализированные библиотеки данных с результатами дообучения ИИ для их дальнейшего применения на участках со схожими сейсмогеологическими условиями. В итоге были получены специальные объемные атрибуты – кубы вероятности разломов, детально характеризующие тектоническую модель площади исследований.

Внедрение модуля автоматического выделения нарушений с использованием машинного обучения, позволит существенно снизить временные затраты. Возможность дообучения алгоритма на основе экспертной системы нарушений гарантирует достоверность получаемых данных [4].

В настоящее время на основе библиотек результатов дообучения ИИ проводится расчет тектонической модели в рамках текущих договоров на Заволжском и Журавском лицензионных участках.

Литература

1. *Barnes A.E.* A filter to improve seismic discontinuity data for fault interpretation // *Geophysics*. 2006. Vol. 71, No. 3. P1–P4. <https://doi.org/10.1190/1.2195988>
2. *Hall B.* Facies classification using machine learning // *The Leading Edge*. 2016. Vol. 35, No. 10. P. 818–924. <https://doi.org/10.1190/tle35100906.1>
3. Инновационный подход к решению задачи интерпретации тектонических нарушений. Внедрение методики вероятностного прогноза систем нарушений на базе алгоритмов искусственного интеллекта: Интервью с О.В. Феоктистовой (ПАО «ЯТЭК») и П.А. Авдеевым (компания «ГридПоинт Дайнамикс») // *Нефть, газ, новации*. 2021. № 4(245). С. 26–28.
4. *Авдеев П.А., Базанов А.К., Ефремов И.И., Мифтахов Р.Ф.* Переход к использованию цифровых помощников в кинематической интерпретации данных сейсморазведочных работ на примере задачи повышения качества сейсмических данных после суммирования и достоверности прогноза тектонической модели // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Т. 4, № 1. С. 52–59.

ВЛИЯНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РЕГИОНА НА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

Лемм Е.А.^{*}, Шаркова А.В.

Финансовый университет при Правительстве РФ, РФ, 125167, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 49/2

*E-mail: *ekaterinalemm@yandex.ru*

В плановой экономике Советского Союза планированию и прогнозированию топливно-энергетических балансов уделялось большое внимание, однако в Российской Федерации на период перехода к рыночной экономике не это являлось приоритетным направлением в процессах управления энергетикой страны. В настоящее время усиливается роль топливно-энергетического баланса как элемента системы стратегического планирования, инструмента обеспечения прогнозов развития, обоснованием потенциала исследуемых областей.

Актуальность работы обусловлена возобновлением процессов планирования и прогнозирования топливно-энергетических балансов на федеральном и региональном уровнях в целях повышения энергетической безопасности и надежности топливно-энергетического комплекса, а также трансформацией моделей производства и потребления энергетических ресурсов промышленными организациями в условиях энергетического перехода.

Вопросы разработки и использования топливно-энергетических балансов представлены в документах зарубежных организаций (Международного энергетического агентства, Департамента экономических и социальных вопросов ООН), а также в трудах российских и зарубежных ученых, в том числе Rokicki T., Perkowska A. [1], Башмакова И.А. [2] и других. Особенности моделирования комплексных прогнозов развития топливно-энергетического комплекса рассмотрены в трудах Шапота Д.В., Малахова В.А. [3], авторского коллектива ИЭОПП СО РАН [4]. Особую актуальность приобретает трансформация топливно-энергетического комплекса в области энергетики и перехода к низкоуглеродным моделям экономики, что подтверждают работы зарубежных и российских ученых: Xiao Y., Yang H., Zhao Y., Kong G., Ma L., Li Z., Ni W., Сергеева Н.Н., Жвакина А.С., Гительмана Л.Д., Добродеев В.В., Кожевникова М.В..

Переход от плановой экономики к рыночным отношениям привел к устранению централизации распределения топливно-энергетических ресурсов и утере стратегического значения топливно-энергетических балансов при принятии решений, что поддержало экстенсивное использование энергетических ресурсов, которое, в свою очередь, привело к повышению энергоемкости экономики.

В настоящее время ведется работа по переходу промышленных организаций к использованию энергетически эффективных технологий, их использование и совершенствование оказывает влияние на возможности организаций производить продукцию требуемого качества и количества. В результате осуществляется поэтапная модернизация промышленных организаций, повышается не только энергетическая, но и экономическая эффективность, возрастает конкурентоспособность промышленности регионов.

Проведенный анализ энергоемкости ВРП в ценах 2016 года на горизонте 2016–2020 гг. с использованием методов кластерного анализа показал, что большинству субъектов РФ удалось снизить использование энергетических ресурсов в расчете на объем товаров, услуг, работ. Результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1. Обобщенные результаты кластерного анализа субъектов РФ по показателю «Энергоемкость ВРП, кг у.т./10 тыс. руб.»

№	Характеристика кластера	Количество объектов кластера	Примеры объектов кластера
1	Энергоемкость ВРП до 100 кг у.т./ 10 тыс. руб., снижение энергоёмкости	30	г. Москва, Калининградская область, Воронежская область, Калужская область, Приморский край, Республика Татарстан, Ямало-Ненецкий автономный округ
2	Энергоемкость ВРП до 160 кг у.т./ 10 тыс. руб., снижение энергоёмкости	37	Владимирская область, Тюменская область, ХМАО-Югра, Мурманская область, Белгородская область
3	Энергоемкость ВРП до 220 кг у.т./ 10 тыс. руб., неизменный уровень энергоёмкости	11	Ленинградская область, Челябинская область, Иркутская область и др.
4	Энергоемкость ВРП до 160 кг у.т./ 10 тыс. руб., резкое снижение энергоёмкости	2	Алтайский край, Омская область
5	Энергоемкость ВРП до 360 кг у.т./ 10 тыс. руб., повышение энергоёмкости	4	Липецкая область, Вологодская область, Республика Хакасия, Кемеровская область

Источник: составлено автором на основе данных Федеральной службы государственной статистики [5]

Результаты анализа структурных изменений ВРП на горизонте 2016–2020 гг. с использованием методов кластерного анализа (табл. 2) демонстрируют отсутствие структурных изменений в промышленности большинства российских регионов.

Таблица 2. Обобщенные результаты кластерного анализа субъектов РФ по отраслевой структуре валовой добавленной стоимости по показателю «Прирост доли в ВРП, %»

№	Характеристика кластера	Количество объектов кластера	Примеры объектов кластера
1	Без значительных структурных изменений	54	Владимирская область, Алтайский край, Приморский край, Омская область, Калининградская область, Республика Татарстан, Челябинская область
2	Прирост доли в ВРП: добыча полезных ископаемых (до +15 %)	6	Белгородская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Магаданская область
3	Скачок доли в ВРП: обрабатывающая промышленность (+24 %)	1	Мурманская область
4	Прирост доли в ВРП: сельское хозяйство (до +10 %)	8	Орловская область, Тамбовская область, Новгородская область, Псковская область
5	Прирост доли в ВРП: обрабатывающее производство (до +7 %)	18	г. Москва, Ивановская область, Калужская область, Костромская область, Московская область, Тверская область, Тульская область

Источник: составлено автором на основе данных Федеральной службы государственной статистики [6]

Динамика энергоемкости валового регионального продукта субъектов РФ для объектов кластера направлена на снижение. Отмечается, что для ряда российских регионов энергоемкость валового регионального продукта снизилась в 2020 г. по сравнению с 2016 г. (табл. 3).

Таблица 3. Динамика энергоемкости ВРП в объектах кластеров в 2016–2020 гг., кг у.т./10 тыс. руб.

Энергоемкость ВВП (ВРП) за 2016–2020 гг. в ценах 2016 гг.						
Субъект РФ	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Δ, в % 2020 г. к 2016 г.
Кластер 1						
Калининградская область	73,95	69,62	67,88	66,97	62,01	-16 %
Воронежская область	135,46	118,62	115,41	112,03	108,78	-20 %
Калужская область	127,73	120,79	118,76	118,90	108,41	-15 %
Кластер 2						
Белгородская область	161,62	165,76	162,19	162,74	160,91	0 %
Владимирская область	165,31	162,54	142,25	132,33	122,78	-26 %
Тюменская область	129,53	124,20	124,80	124,72	128,43	-1 %
Кластер 3						
Челябинская область	267,98	273,33	271,51	269,31	259,13	-3 %
Иркутская область	157,02	148,29	222,89	228,65	237,28	51 %
Ленинградская область	238,09	213,71	182,08	172,88	167,48	-30 %
Кластер 4						
Алтайский край	327,77	335,54	158,18	147,82	142,64	-56 %
Омская область	429,36	413,47	166,73	162,40	154,02	-64 %
Кластер 5						
Липецкая область	360,16	367,20	360,79	350,11	327,59	-9 %
Вологодская область	389,38	406,34	381,56	384,58	383,09	-2 %
Республика Хакасия	284,88	292,89	314,57	302,33	300,03	5 %

Источник: составлено автором на основе данных Федеральной службы государственной статистики [5]

Реализация государственных программ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности», федерального проекта «Экономика замкнутого цикла» продолжит тренд на снижение энергоемкости экономики. Крупнейшие компании страны заявили ресурсоэффективность стратегической целью ближайшего пятилетия. Среди ключевых показателей эффективности – оптимизация расхода первичных топливно-энергетических ресурсов, доля энергии из возобновляемых источников, доля отходов, возвращаемых в производство. Реализация мероприятий по достижению стратегических целей окажет влияние на структуру топливно-энергетического баланса (табл. 4), от чего, в свою очередь, зависит определение потребности в новых генерирующих мощностях, выбор схем снабжения хозяйствующих субъектов топливно-энергетическими ресурсами.

Перспективы дальнейших исследований состоят в разработке методического инструментария, учитывающего особенности механизма формирования топливно-энергетического баланса с учетом повышения эффективности промышленности региона; разработке практических рекомендаций по совершенствованию прогнозирования топливно-энергетического баланса в контексте повышения эффективности промышленности региона.

Таблица 4. Влияние на топливно-энергетический баланс реализации комплексного плана мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации

№	План мероприятий по повышению энергетической эффективности промышленных организаций	Влияние на топливно-энергетический баланс
1	Внедрение механизма, обеспечивающего снижение уровня износа основных фондов регулируемых организаций в целях обеспечения их энергоэффективности	Снижение спроса на топливно-энергетические ресурсы регулируемых организаций
2	Определение единых целевых значений потерь энергетических ресурсов при их транспортировке, исходя из показателей таких потерь, достигаемых при использовании наиболее энергоэффективных технологий	Потенциальное высвобождение части энергетических ресурсов за счет сокращения потерь при использовании энергоэффективных технологий
3	Установление требований к приоритетному включению и сохранению в составе схем и программ перспективного развития электроэнергетики энергоэффективных генерирующих объектов	Увеличение предложения электрической энергии
4	Обеспечение включения в состав отраслевых схем и программ инвестиционных программ субъектов электроэнергетики мероприятий, направленных на достижение установленных нормативов удельного расхода топлива при выработке электрической и тепловой энергии	Сокращение использования первичных топливно-энергетических ресурсов для производства электрической и тепловой энергии
5	Методологическое обеспечение деятельности угледобывающих организаций по реализации мероприятий в области энергосбережения	Сокращение удельного расхода ресурсов при производстве
6	Актуализация перечня целевых показателей региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также мероприятий, подлежащих включению в их состав, в целях обеспечения реализации государственной политики в сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности на региональном и муниципальном уровнях	Формирование стратегических индикаторов для составления плановых и прогнозных топливно-энергетических балансов с учетом мероприятий по повышению энергоэффективности

Источник: составлено автором на основе Комплексного плана мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации [7]

Литература

1. *Rokicki T., Perkowska A.* Diversity and changes in the energy balance in EU countries // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 4. P. 1098. <https://doi.org/10.3390/en14041098>
2. *Башмаков И.А.* Топливо-энергетический баланс как инструмент анализа, прогноза и индикативного планирования развития энергетики // *Энергетическая политика*. 2007. Вып. 2. С. 16–25.
3. *Шанот Д.В., Малахов В.А.* Опыт развития методологии и разработки управленческих моделей межотраслевого баланса. М.: Изд. дом МЭИ, 2018. 176 с.
4. Системное моделирование и анализ мезо- и микроэкономических объектов. / Отв. ред. В.В. Кулешов, Н.И. Суслов. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2014. 488 с.
5. Энергоемкость ВВП // Федеральная служба государственной статистики. <https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Energo.xlsx>
6. Валовой региональный продукт за год, предшествующий предыдущему в текущих постоянных ценах // Федеральная служба государственной статистики. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/VRP_OKVED2_s_2016.xlsx
7. Индексы производства по отдельным видам экономической деятельности ОКВЭД2 по субъектам Российской Федерации. Годовые данные с 2015 г. // Федеральная служба государственной статистики. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Ind_sub_2015-2022.xlsx

ПРАКТИКА ПЕРЕХОДА К ЦИФРОВИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Никифоров М.В.* , Никифоров С.А.**

АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых»,

РФ, 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1

*E-mail: *NikiforovMV@igirgi.rosneft.ru, **NikiforovSA@igirgi.rosneft.ru*

Ключевые слова: геолого-технологические исследования, стандартизация данных, сопровождение бурения

На сегодняшний день наиболее широко обсуждаются вопросы цифровизации нефтегазовой отрасли, так как цифровизация открывает возможности к нахождению новых инновационных решений, внедрению новых технологий, приводит к оптимизации процессов на производстве и сокращает расходы предприятия. Об этом говорится в работе [1]. Процесс бурения скважин и дальнейшей их разработки сопровождается взаимодействием многих отдельных коллективов различных производственных направлений, которые при работе обмениваются данными. Быстрое получение и обработка информации при помощи новых программных решений приводит к оптимизации процессов, что повышает их качество, позволяет находить новые решения благодаря появлению дополнительных временных ресурсов.

Начало каждой цифровизации закладывается на этапе стандартизации данных. Стандартизация необходима для обеспечения совместимости элементов в сложных системах, а также для типизации/унификации процессов. На сегодняшний день в России существуют порядка 70 компаний, занимающихся геолого-технологическими исследованиями (ГТИ) при строительстве скважин. Все они пользуются различным оборудованием, отличающимся программным обеспечением (ПО) по сбору и подготовке данных. Основных программ, которыми пользуются организации, порядка пяти и у них разный формат импорта данных.

Различные подходы к методам исследований, отличающиеся форматы получаемых данных приводят к возникновению ошибок при их дальнейшей обработке, а также к возникновению проблем при автоматизации процессов. Стандарты, в свою очередь, обеспечивают совместимость систем программных компонентов [2].

В целях стандартизации требований к технологии выполнения работ по геолого-технологическим исследованиям в процессе бурения, по проведению геолого-технологических исследований в зависимости от задач исследований, геологических и технических условий, команда АО «ИГиРГИ» создала локальный нормативный документ (ЛНД) «Геолого-технологические исследования при сопровождении бурения скважин».

Целью создания ЛНД является типизация в Компании оптимальных решений по проведению геолого-технологических исследований в процессе бурения, установление границ применимости методов в зависимости от геологического разреза, технологических условий и решаемых задач. Для этого были сформированы требования к технологии выполнения работ по геолого-технологическим исследованиям в процессе бурения с учетом современных методов

исследований. Также был создан справочник решений по проведению ГТИ, исходя из задач исследований, геологических и технологических условий.

Разработанная стандартизация имеет широкое применение при работе с данными ГТИ. К примеру, для использования данных ГТИ при анализе инцидентов во время строительства скважин, автоматизации определения брака и фальсификации предоставляемых данных.

Стандартизация включает в себя:

- Определение комплекса ГТИ в зависимости от категории скважин, геологических и технологических условий.
- Требования к комплексу контроля параметров оборудования буровой установки.
- Требования к комплексу контроля параметров промывочной жидкости.
- Требования к комплексу газового каротажа.
- Требования к комплексу геолого-геохимических исследований.
- Требования к отбору, описанию проб шлама и керна.
- Требования к системе сбора и передачи данных.
- Требования к передаче данных ГТИ по протоколу WITSML.
- Общие критерии оценки данных ГТИ.
- Шаблоны документации с результатами ГТИ.
- Шаблоны сопроводительной документации ГТИ.

На сегодняшний день ЛНД «Геолого-технологические исследования при сопровождении бурения скважин» уже принят к использованию в компании ПАО «НК «Роснефть»» на всех ее объектах.

Одна из областей применения ЛНД «Геолого-технологические исследования при сопровождении бурения скважин» – стандартизация требований к комплексу газового каротажа. Применение газового каротажа для нужд геонавигации, а также для оперативного определения межфлюидальных контактов при проводке горизонтальных скважин описано в работе [3]. Он является одним из основных методов исследований при интерпретации данных ГТИ в процессе геонавигации.

Стандартизация данных, в свою очередь, позволила внедрить передачу данных по протоколу WITSML, что также сократило время одной интерпретации специалиста по сопровождению бурения скважин на 120 секунд и значительно повысило дискретность интерпретаций (рис. 1). Повышение дискретности интерпретаций позволяет раньше принимать решение о корректировке траектории скважины, если это необходимо. С учетом среднего количества интерпретаций, за сутки, благодаря применению протокола WITSML удалось оптимизировать временные затраты специалиста по интерпретации на 1 час 20 минут.

Также, благодаря разработанной стандартизации – а именно определению требований к комплексу контроля параметров и выделению критериев оценки данных ГТИ, совместно с ООО «РН-БашНИПИнефть» удалось реализовать инструменты для оценки качества ГТИ в геомеханическом симуляторе корпоративного программного продукта «РН-Сигма». В результате данной работы произведена и протестирована возможность автоматизации верификации данных ГТИ. Применение данного программного продукта позволит существенно экономить время при интерпретации данных. На рис. 2 представлен результат оценки качества ГТИ при помощи разработанного программного продукта.

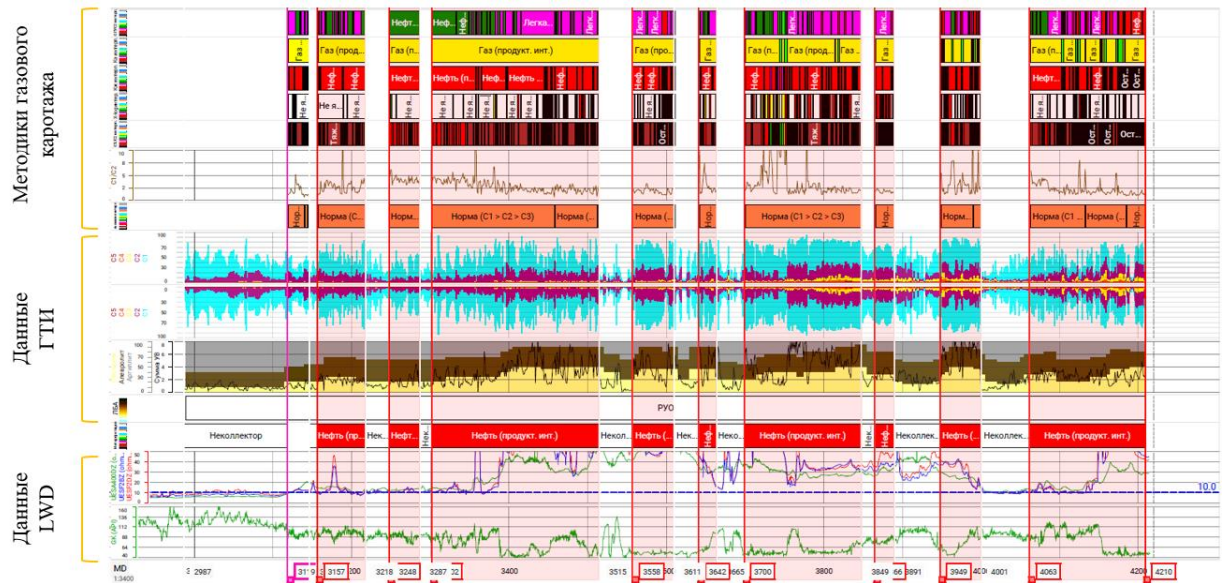


Рис. 1. Пример интерпретации данных ГТИ с использованием данных, полученных по протоколу WITSML

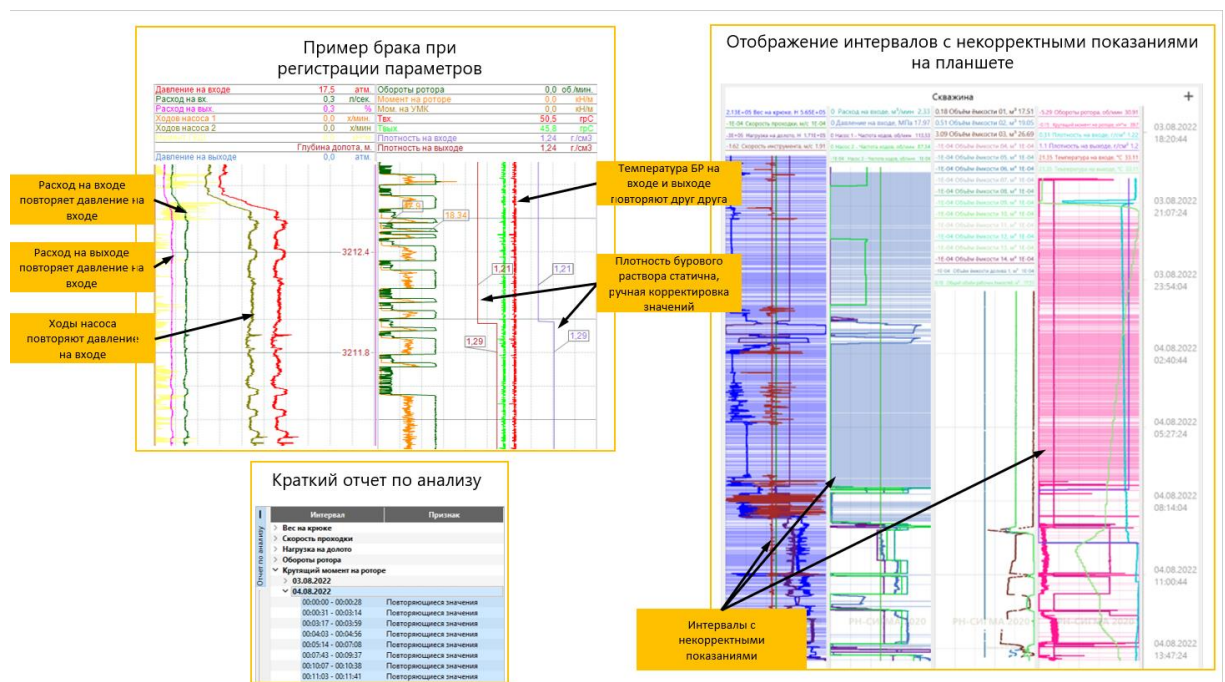


Рис. 2. Результат оценки качества ГТИ при помощи инструмента для оценки качества ГТИ в геомеханическом симуляторе РН-Сигма

Таким образом, была произведена разработка стандартов выполнения работ по ГТИ в процессе бурения с учетом современных методов исследования. После чего, данный стандарт был масштабирован в рамках компании ПАО «НК «Роснефть», что позволяет повысить эффективность выполнение работ по ГТИ, а также открывает возможности для цифровизации производственных процессов. В работе исследованы примеры успешной реализации автоматического анализа получаемых данных ГТИ на предмет брака, а также успешного применения разработанных

стандартов при интерпретации данных в процессе геологического сопровождения бурения с применением протокола WITSML.

Литература

1. *Халин В. Г., Чернова Г. В.* Цифровизация и ее влияние на российскую экономику и общество: преимущества, вызовы, угрозы и риски // *Управленческое консультирование*. 2018. № 10(118). С. 46–63. <https://doi.org/10.22394/1726-1139-2018-10-46-63>
2. *Туровец Ю.В., Вишневский К.О.* Стандартизация цифрового производства: возможности для России и ЕАЭС // *Бизнес-информатика*. 2019. Т. 13, № 3. С. 78–96. <https://doi.org/10.17323/1998-0663.2019.3.78.96>
3. *Ильязов Р.Р., Никифоров С.А., Черников Е.Ю., Рахимов Т.Р.* Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин // *Нефтяное хозяйство*. 2023. № 2. С. 72–77. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-72-77>

МИРОВОЙ ОПЫТ РАЗВИТИЯ РЫНКА КОМПРИМИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА

Попова А.Г.

ООО «Газпром газомоторное топливо»,
РФ, 197046, г. Санкт-Петербург, Петроградская наб., д. 20, лит. А
E-mail: popova_anna97@mail.ru

У каждой страны своя история становления рынка газомоторного топлива. В большинстве экономически развитых стран этот процесс начался существенно раньше, чем в России. Отечественный рынок газомоторного топлива начал формироваться сравнительно недавно, поэтому ознакомление с опытом перехода с традиционного на современное, эффективное и экологически чистое, моторное топливо представляет большой интерес как для крупных автотранспортных хозяйств, так и для населения.

Как известно, газомоторное топливо представлено сжиженным и компримированным газом. Опыт других стран показывает, что на этапе зарождения рынка газового топлива для автомобильного транспорта более востребован компримированный природный газ (КПГ) [1]. Причины такой избирательности понятны [2, 3]: 1) товарный КПГ на 80–95 % состоит из метана, не содержит смолистых компонентов, механических примесей и других веществ, загрязняющих автомобильные двигатели; 2) КПГ практически не требует финансовых затрат на очистку и не является (в отличие от сжиженного газа) продуктом, в производстве которого участвуют энергоемкие процедуры; 3) поскольку метан отбирается непосредственно из магистрального газопровода, в конечную цену продукта не включается стоимость транспортировки газа. Попутно отметим дешевизну отечественного природного газа и развитую сеть магистральных и распределительных газопроводов.

В связи с вышеизложенным, целью исследования является изучение, обобщение и анализ применимости мирового опыта формирования рынка КПГ для условий центральных регионов России.

Среди европейских стран лидером по потреблению КПГ является Италия, доля которой на европейском рынке КПГ достигает 55 % [1]. Важна также тенденция устойчивого наращивания количества машин (рис. 1), работающих в этой стране на КПГ [4]. В последние годы количество заправок станций возросло настолько, что проблема удобства заправки, столь актуальная для многих стран, в том числе и России, в Италии не стоит. В основном используется газ, добытый из местных небольших залежей с глубин порядка 1200–1500 м.

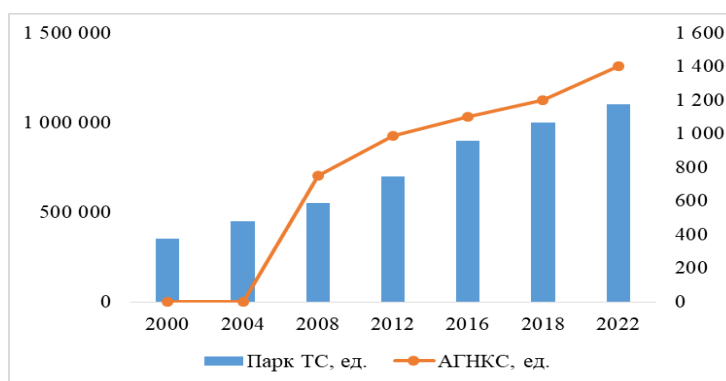


Рис. 1. Динамика количества ТС на КПГ и АГНКС в Италии [4]

Можно говорить о том, что сбалансированность потребностей рынка и реакции автомобильных европейских концернов может служить достаточно надежным критерием уровня востребованности КПП. Среди европейских гигантов автомобильной промышленности лидерами многие годы были концерны Германии, Швеции, Швейцарии, Австрии, Нидерландов и др. Газобаллонным оборудованием были оснащены 19 моделей таких престижных марок, как Audi, Volvo, VW, Fiat, Skoda, Seat [1]. Однако, сначала (с 2019 г.) в связи с конкуренцией со стороны электромобилей, а затем (с 2022 г.) из-за изменений условий поставок газа в Европу, обусловленных политическим противостоянием с Россией, произошел резкий спад заинтересованности автомобильного рынка в транспортных средствах на газовом топливе (с учетом возникшей нестабильности поставок и увеличением цен на газовое сырье).

К тому же изначально не все страны Евросоюза поддерживали рынок КПП. Так, в Румынии перевод транспортных средств на природный газ не получил популярности. Сегодня в этой стране в эксплуатации находится только одна автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС), отсутствуют пункты переоборудования и сервиса, а количество транспорта на газобаллонном оборудовании составляет 950 единиц [5].

В азиатских государствах иная, подчас противоположная ситуация: именно они лидируют в производстве автомобильного транспорта на КПП. Абсолютное первенство среди азиатских стран по использованию КПП в качестве газомоторного топлива за Китаем. Зарождение рынка потребления ГМТ здесь началось в провинции Сычуань, где еще в 50-х годах прошлого столетия инициировали перевод транспортных средств на КПП. Китайская государственная программа поддержки рынка КПП действует уже 30 лет, что позволило к 2014 г. перевести на метан 4,4 млн ТС, а количество построенных АГНКС к этому времени составило 4455 ед. К 2018 г. на территории страны насчитывалось уже 6,1 млн автомобилей на метане [6].

В последние годы роль китайской автомобильной промышленности в мировом разрезе резко возросла. Мировой автомобильный рынок отреагировал на резкое повышение качества китайских автомобилей при достаточно сдержанной ценовой политике. Рис. 2 отражает динамику роста количества произведенных машин среди наиболее успешных в этом отношении стран. Хорошо видно, что на фоне тотальной стагнации и даже снижения объемов производства, Китай наращивал выпуск автомобилей, а с 2021–2022 гг. еще более увеличил темпы производства. Автомобили китайского производства во многом заполнили ниши российского рынка, освобожденные США и международными европейскими странами.

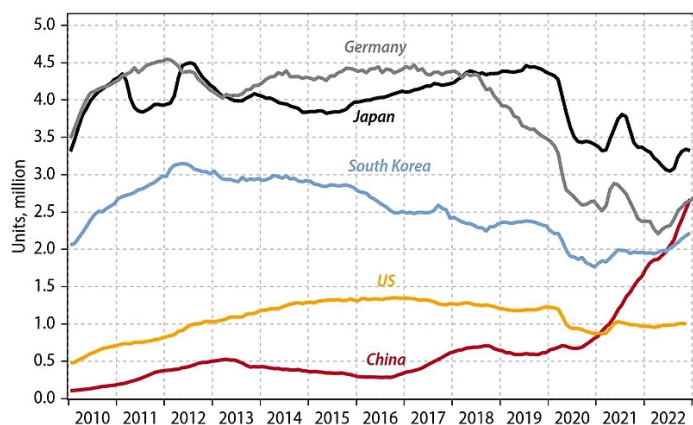


Рис. 2. Динамика продаж легковых автомашин в различных странах
Источник: [https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Автомобили_\(мировой_рынок\)](https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Автомобили_(мировой_рынок))

При этом Китай является одним из ведущих производителей автомобилей (в основном грузового транспорта) на КПП [1]. Интересно также отметить, что в Китае эффективно ведутся работы по добыче газа из угольных пластов. Этот чистый без опасных примесей газ используется как на местные бытовые цели, так для заправки автомобилей. К примеру, компания Green Dragon Gas Ltd, занимающаяся добычей угольного газа, имеет в собственности 8 газозаправочных станций. Таким образом, решаются проблемы снижения опасности взрывов метана во многочисленных шахтах, с одновременным с обеспечением газовым топливом транспортных средств [6].

В Индии, как и в Китае, из-за интенсивного развития транспортной индустрии и увеличения населения резко ухудшилась экологическая обстановка. С 90-х годов правительство запустило специальную программу популяризации КПП. Спустя почти 30 лет в Индии уже насчитывалось около 3,1 млн. ТС на КПП, а число станций по их заправке достигло 1,4 тыс. ед.

Иран – еще одна азиатская страна, активно использующая метан в качестве ГМТ. По состоянию на 2020 г. в стране уже было 5 млн. ТС на КПП, и 2,4 тыс. АГНКС. В Иране налажен выпуск гибридных автомобилей, что повышает надежность использования газомоторного топлива.

Япония одновременно внедряет несколько нетрадиционных видов энергетического обеспечения автомобильного транспорта, делая основной акцент на электромобили. Но при этом на территории Японии крупные нефтеперерабатывающие гиганты (Shell и др.) и автомобильные концерны (Honda и Toyota) открывали сеть заправок газомоторным топливом [5].

Для полноты картины кратко охарактеризуем использование ГМТ в странах Северной и Южной Америки. Здесь две страны – Аргентина и Бразилия – являются лидерами по внедрению КПП в качестве моторного топлива. В Аргентине в момент энергетического кризиса была выявлена явная обратная зависимость между покупательной способностью населения и числом переоборудований транспортных средств на КПП [5, 7]. Именно в период энергетического кризиса 70-х годов процесс перехода с бензинового топлива на КПП получил в этих странах мощный импульс к активизации. Сейчас в Аргентине и Бразилии популярность КПП очень высока: в Аргентине более двух миллионов транспортных средств используют метан и построено более двух тысяч газовых станций. В Бразилии столь же высокие показатели использования КПП (1,8 млн ТС и 1 800 АГНКС). При этом очень важно отметить, что в этих странах ныне признаются приоритетными не столько экономические факторы, сколько экологические преимущества газомоторного топлива [5].

Главные, наиболее значимые для России выводы, вытекающие из анализа мирового опыта формирования рынка КПП, сводятся к следующему.

1. Наиболее выгодные условия для расширения отечественного рынка газомоторных топлив имеют те государства, в которых себестоимость добычи газа низка. Россия в этом плане имеет беспрецедентные преимущества.

2. Принципиальное значение имеют различные виды государственной поддержки рынка ГМТ, что выражается в таких мерах, как сокращение налоговой базы и ставок налогов, например, для исчисления налога на имущество на определенную долю стоимости транспортных средств на компримированном газе, снижение пошлин или полное освобождение от ввозных таможенных пошлин на импортное газозаправочное оборудование

3. Чрезвычайно важно развитие транспортных сетей, в том числе, для международных грузовых перевозчиков, работающих на компримированном газе, а также обеспечение трасс современными газозаправочными станциями и соответствующим сервисным обслуживанием.

4. Потребуется, разумеется, и разработка новых стратегий развития региональных рынков газомоторного топлива, создание консорциумов по совместной разработке технологий повышения экономической эффективности и экологической чистоте газомоторного топлива.

Литература

1. Зуев А. Зарубежные тенденции газомоторного рынка // ТЭК России. 2020. № 7 https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2020/7/781/ (Дата обращения 15.09.2023).

2. Экология метана в цифрах. <https://gas-truck.ru/articles/ekologija-metana-v-cifrah> (Дата обращения 15.09.2023).

3. Евстифеев А.А., Ермолаев А.Е. Влияние холостых пробегов газовых городских автобусов на показатели производственно-хозяйственной деятельности // Транспорт на альтернативном топливе. 2016. № 4(52). С. 23–30.

4. Рынок КПП: мировой опыт развития и уроки для России. М.: Эрнст энд Янг, 2019. 20 с. https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/ru_ru/topics/oil-and-gas/ey-cng-market-world-development-experience-and-lessons-for-russia.pdf (Дата обращения 15.09.2023).

5. Цветков Г. Мировой опыт применения природного газа на транспорте // ЭнергоГаз Инфо. 2017. № 9–10. С. 3–5.

6. Ding L., Wu J. Innovation ecosystem of CNG vehicles: A case study of its cultivation and characteristics in Sichuan, China // Sustainability. 2018. Vol. 10, No. 2. P. 39. <https://doi.org/10.3390/su10010039>

7. Кондратенко С.Е. Газомоторное топливо: подходы к формированию рынка на примере Германии и Аргентины // Газовая промышленность. 2017. № 1(747). С. 46–55.

ПРОБЛЕМАТИКА СОЗДАНИЯ, ВЕРИФИКАЦИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ПОСРЕДСТВОМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Садовский С.С.^{1,2*}, Коваленко П.А.^{1,2}, Селянгин К.В.^{1,2***}, Романов Г.Р.^{2****}**

1 – Иркутская нефтяная компания, РФ, 664007, г. Иркутск, пр-т Большой Литейный, д. 4

2 – Иркутский национальный исследовательский технический университет (ИРНИТУ),
РФ, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 83.

E-mail: *Sadovskii_SS@irkutskoil.ru, **Kovalenko_PA@irkutskoil.ru,

Selyangin_KV@irkutskoil.ru, *rgr@ex.istu.edu

Актуальность работы обусловлена необходимостью цифровизации технологических процессов, протекающих на производствах нефтегазового комплекса. Данное направление, является одним из ключевых факторов, позволяющих максимально эффективно использовать ресурсы и мощности производств, минимизировать потери и прогнозировать изменения, тем самым обеспечивая эффективное управление производствами.

В 2021 году «Accenture» поместила цифровых двойников в топ-5 стратегических технологических трендов. Технологии, прародителями которой считаются симуляторы NASA со времен программы Apollo, сегодня прогнозируется небывалое развитие: 65 % опрошенных «Accenture» руководителей ведущих мировых бизнесов ожидают значительного роста инвестиций в создание цифровых двойников в ближайшие два–три года. Уже в прошлом году 18 % организаций заявили, что используют ЦД в своих процессах, еще 24 % – тестируют технологию.

Впоследствии данные технологии в сфере цифровизации могут быть соединены и формировать цифровые модели производств, цепочек поставок и целых отраслей, открывая новые перспективы развития бизнеса и оптимизации производств.

Цель существования цифровых двойников заключается в оперативном поиске оптимального режима эксплуатации промысла, соответствующего максимальной маржинальности выхода коммерческой продукции с использованием интегрированной модели систем добычи (пласт, скважина, подготовка и закачки газа), подготовки и транспортировки продукции [1–4].

Задачами работы являются:

- Поиск оптимального режима эксплуатации во временном горизонте до одного года.
- Согласование режимов систем добычи и подготовки.
- Учет всех видов мероприятий (ППР, ОТМ, РР, КРС, ТРС, исследования) на промысле.
- Учет технологических, организационных и экономических ограничений.
- Учет настроек финансово-экономической модели.
- Выбор и обоснование алгоритмов и средств оптимизации, обеспечивающих требуемые точность и скорость.
- Возможность расчета различных сценарных вариантов, их сравнения и выбора наилучшего.

В целом схема цифрового двойника представлена на рис. 1.

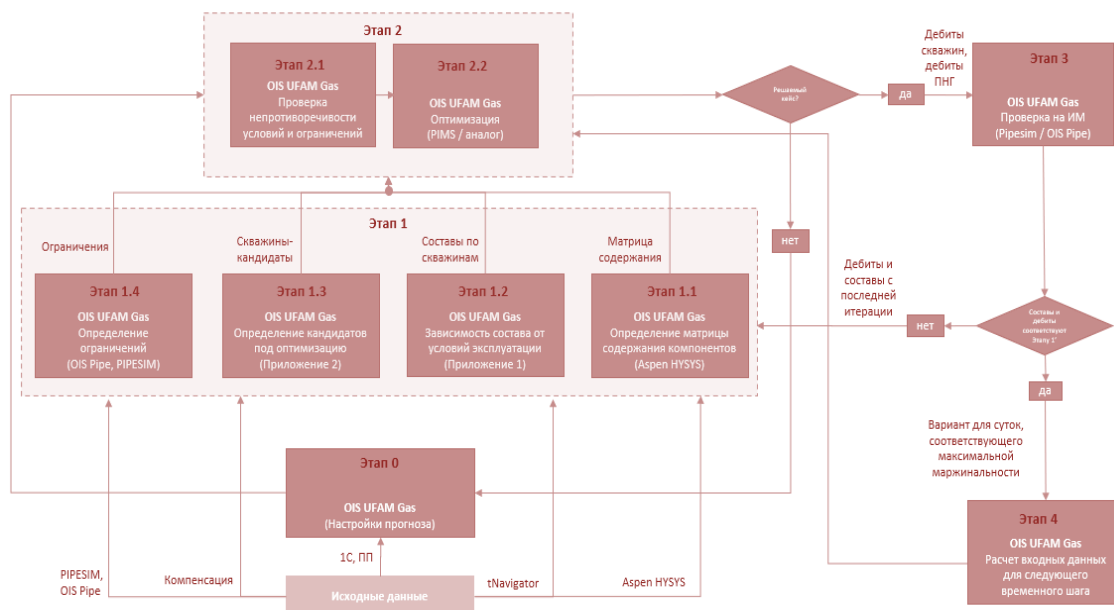


Рис. 1. Схема цифрового двойника

На этапе 0 задаются настройки расчета прогноза: временной горизонт, временной шаг расчета, контрольные операции, ограничения типа равенств или неравенств, мероприятия, выбирается методика и программное средство, с использованием которых будет выполняться расчет, а также, в случае отсутствия необходимой информации в системах-источниках, необходимая для расчета маржинальности финансово-экономическая информация, которая может заноситься вручную.

Этап 1 состоит из четырех подэтапов. На этапе 1.1 с помощью расчетов в ПО Aspen HYSYS определяется технологический режим работы объектов подготовки для текущих условий на входе, обеспечивающий минимальные затраты на выход коммерческой продукции. На этапе 1.2 определяется состав добываемой продукции. На этапе 1.3 осуществляется ранжирование и формирование списка скважин-кандидатов для поиска оптимального решения. На этапе 1.4 осуществляется расчет минимально и максимально допустимых дебитов скважин, загрузок участков трубопроводной сети сбора и объектов подготовки.

Этап 2 состоит из двух подэтапов. На этапе 2.1 осуществляются проверки непротиворечивости исходных данных с этапов 0 и 1.4. На этапе 2.2 осуществляется определение дебитов отобранных «под оптимизацию» скважин, при которых достигается максимальная маржинальность с учетом всех заданных ограничений.

На этапе 3 с помощью интегрированной модели промысла производится расчет при вычисленных на этапе 2 дебитах скважин.

На этапе 4 формируется плановый режим и целеполагание на следующий временной шаг расчета.

Если на этапе 2 выясняется, что сформулированная задача не имеет решений или по результатам расчетов на этапе 3 фиксируется невозможность выполнения целеполаганий или ограничений, пользователю должно выдаваться предупреждение с указанием причины остановки расчета и требование скорректировать целеполагание или ограничения.

Управление технологическими процессами с помощью ASPEN HYSYS посредством автоматизированной загрузки данных ASPEN ASW

Данные задачи для технологических установок решаются посредством различного программного обеспечения: Petro-SIM, GIBBS, AEROSYM, ASPEN HYSYS и пр.

Наиболее распространенным из них является ASPEN HYSYS от компании Aspen Tech, занимая около 60 % рынка РФ. Данная популярность вызвана наличием широкого спектра возможностей моделирования технологических процессов, что и позволяет данному ПО доминировать на рынке не только РФ, но и в мире.

Как правило, статичные модели технологических установок не отражают в полной мере реальность происходящих процессов ввиду малой верификации и постоянно устаревающих данных. Задание всех данных и переменных для каждой установки в определенный момент времени вручную может занимать слишком много времени и в случае нестабильного режима установки и/или изменившегося состава сырья ввиду различного рода событий приводит к неточностям в модели, тем самым не позволяя специалисту по моделированию максимально оптимизировать процессы на установках.

В пакете программ от ASPEN TECH присутствует такой инструмент, как ASPEN ASW, позволяющий как вводить, так и выводить данные через Excel. Используя данные, автоматически выгружаемые из систем управления в Excel, составы сырья и прочие данные (такие как давления, температуры) с помощью ASPEN ASW можно производить ввод данных в модель. С помощью выгрузки данных в Excel возможно создание инструмента, позволяющего видеть расчетный состав продукции на всех этапах производства

На рис. 2 представлена модель простого сепаратора, первично разделяющего сырой природный газ на газовую и жидкие фазы. Связав данную модель с Excel с помощью ASPEN ASW, можно получить возможность изменения параметров и вывода результата этих изменений.

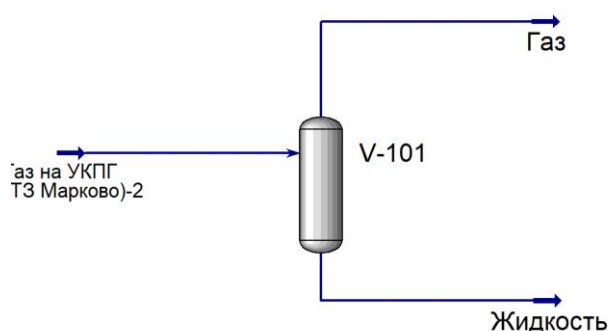


Рис. 2. Пример простого газового сепаратора

На рис. 3 продемонстрирован пример работы связки Excel–ASPEN ASW, который, в свою очередь, связан с моделью технологической установки в ASPEN HYSYS. Синим цветом указаны параметры, изменяемые во входящем потоке. Все остальные параметры – это концентрации компонентов жидкой фазы, отделяемых в сепараторе. Соответственно изменяя давление и/или температуры, получаем различные результаты.

ProcData1					
Объект	Переменная	Знач.	Ед. измер.	Ter	Реж.доступа
Газ на УКПГ (ТЗ Марково)-2	Температура	5	С		Specified
Газ на УКПГ (ТЗ Марково)-2	Давление	75	kg/cm2_g		Specified
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Propane)	0,093023745			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (CO2)	0,000287246			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Ethane)	0,063173049			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (H2O)	0			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Helium)	3,12E-05			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Hydrogen)	0			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (i-Butane)	0,036291299			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (i-Pentane)	0,041456882			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Methane)	0,102190196			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Methanol)	0			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Butane)	0,083929331			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Decane)	0,139100923			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Heptane)	0,120454031			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Hexane)	0,104668433			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Nonane)	0,088414088			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Octane)	0,096285836			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Pentane)	0,028567996			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Nitrogen)	0,002125714			Calculated
ProcData1					
Объект	Переменная	Знач.	Ед. измер.	Ter	Реж.доступа
Газ на УКПГ (ТЗ Марково)-2	Температура	25	С		Specified
Газ на УКПГ (ТЗ Марково)-2	Давление	80	kg/cm2_g		Specified
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Propane)	0,073639456			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (CO2)	0,000224683			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Ethane)	0,048987974			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (H2O)	0			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Helium)	3,11E-05			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Hydrogen)	0			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (i-Butane)	0,030519853			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (i-Pentane)	0,039066348			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Methane)	0,084998268			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Methanol)	0			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Butane)	0,072685059			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Decane)	0,163006889			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Heptane)	0,13390963			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Hexane)	0,110345568			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Nonane)	0,102807887			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Octane)	0,110270029			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (n-Pentane)	0,027613176			Calculated
Жидкость	Масс. доля основного компонента (Nitrogen)	0,00189412			Calculated

Рис. 3. Пример работы ASPEN ASW

Таким образом, можно утверждать, что существует возможность для создания модели не только для стратегического планирования, связанного с выбором скважин и соответственно сырья для производств, но и для контроля и регулирования микропроцессов, происходящих на технологических установках, тем самым максимально эффективно распоряжаясь производственными мощностями и сокращая себестоимость технологических установок.

Выводы

Цифровые двойники становятся все более необходимым и важным инструментом для управления производствами в нефтегазовом комплексе так как позволяют максимально эффективно использовать ресурсную базу, что несомненно важно в условиях сокращения дешевого в добыче сырья, необходимости оптимизации затрат и более глубокой переработки сырья. Данные технологии являются ключом к следующему этапу автоматизации производств, что повлечет за собой рост производительности в нефтегазовом комплексе.

Литература

1. *Еремин Н.А., Мельников И.В., Бобриков Н.М. и др.* Применение комплексных алгоритмов управления газодобычей как элементов цифрового двойника технологического комплекса Бованенковского НГКМ // Газовая промышленность. 2019. № 6(785). С. 42–49.
2. *Еремин Н.А., Еремин Ал.Н.* Цифровой двойник в нефтегазовом производстве // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 14–17.
3. *Bhowmik S.* Digital twin of subsea pipelines: conceptual design integrating IoT, machine learning and data analytics // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 6–9 May 2019. Paper OTC-29455-MS. <https://doi.org/10.4043/29455-MS>
4. Digital twins for industrial applications: An Industrial Internet Consortium White Paper. Version 1.0. 2020-02-18. 19 p.

СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ПРОТОТИПА ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДОЛОГИИ МОДЕЛИ ОГРАНИЧЕНИЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛОМ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Симдянов А.А.^{1*}, Кадыков И.А.^{2**}, Агупов М.А.^{1***}

1 – Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
РФ, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, д. 3А

2 – Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
РФ, 400078, г. Волгоград, пр-т им. В.И. Ленина, д. 96

*E-mail: *Anton.Simdyanov@lukoil.com, **Ilya.Kadykov@lukoil.com, ***Mikhail.Agupov@lukoil.com*

Ключевые слова: интегрированная модель, модель ограничений, оптимизация добычи, автоматизация процессов

Нефтяные месторождения являются источником энергии и экономического развития для многих стран. Управление потенциалом месторождения, то есть оптимизация добычи нефти и газа, имеет большое значение для обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития.

Современные методы управления потенциалом нефтяных месторождений основаны на использовании математических моделей. Однако если рассматривать модели компонент (модели пласта, модели скважин, модели подготовки) отдельно для управления потенциалом, не всегда учитывают все факторы, влияющие на процесс добычи. Поэтому современным стандартом отрасли постепенно становятся интегрированные модели. Интегрированная модель – это комплексный подход к анализу и управлению нефтяными месторождениями. Но сама интегрированная модель – лишь инструмент. Важно правильно применять модели для управления потенциалом.

Модель ограничений является одним из возможных подходов к управлению процессами в любой сфере деятельности, но и в нефтяной отрасли, в частности. Внедрение методологии модели ограничений может значительно повысить эффективность управления потенциалом нефтяного месторождения. Модель ограничения для нефтегазовой промышленности подразумевает расчет различных потенциалов (рис. 1), поиск узких мест всей системы добычи месторождения и подбор мероприятий для их устранения.

Но сама методология абстрактна и применение ее на практике требует определенных методик. Разработка прототипа практической реализации методологии модели ограничений может быть полезна для нефтяных компаний и инженеров, занимающихся управлением месторождениями. Они смогут использовать этот прототип для оптимизации процессов добычи и принятия решений.

Актуальность работы заключается в разработке подхода к управлению потенциалом месторождения с использованием инструментов интегрированного моделирования и автоматизации.

Работы по реализации данного решения были начаты в 2021 году. Разработана дорожная карта. Выбраны инструменты (основным стало ПО Petroleum Experts, поскольку имеет обширные возможности по созданию интегрированных моделей и по автоматизации расчетов), разработаны подходы для реализации алгоритмов для автоматического расчета различных видов потенциалов, описаны граничные условия.

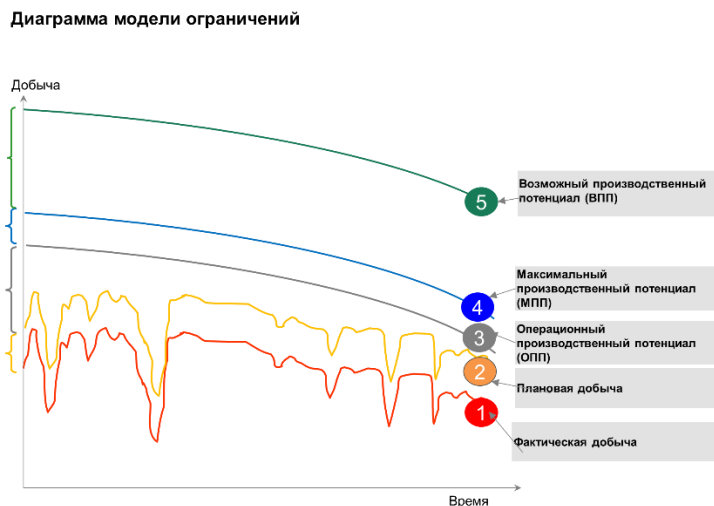


Рис. 1. Виды потенциалов модели ограничений

В частности, для расчета операционного потенциала по моделям скважин разработан Workflow (рабочий процесс), в котором созданы блоки обращения к модулям сети сбора. Общий вид Workflow представлен на рис. 2. В данных модулях происходит расчет для каждой скважины по параметрам ее работы, зависимым от характеристики притока с одной стороны и влияния системы сбора с другой. Проводится входной контроль параметров ограничений с целью ускорения проведения расчета.

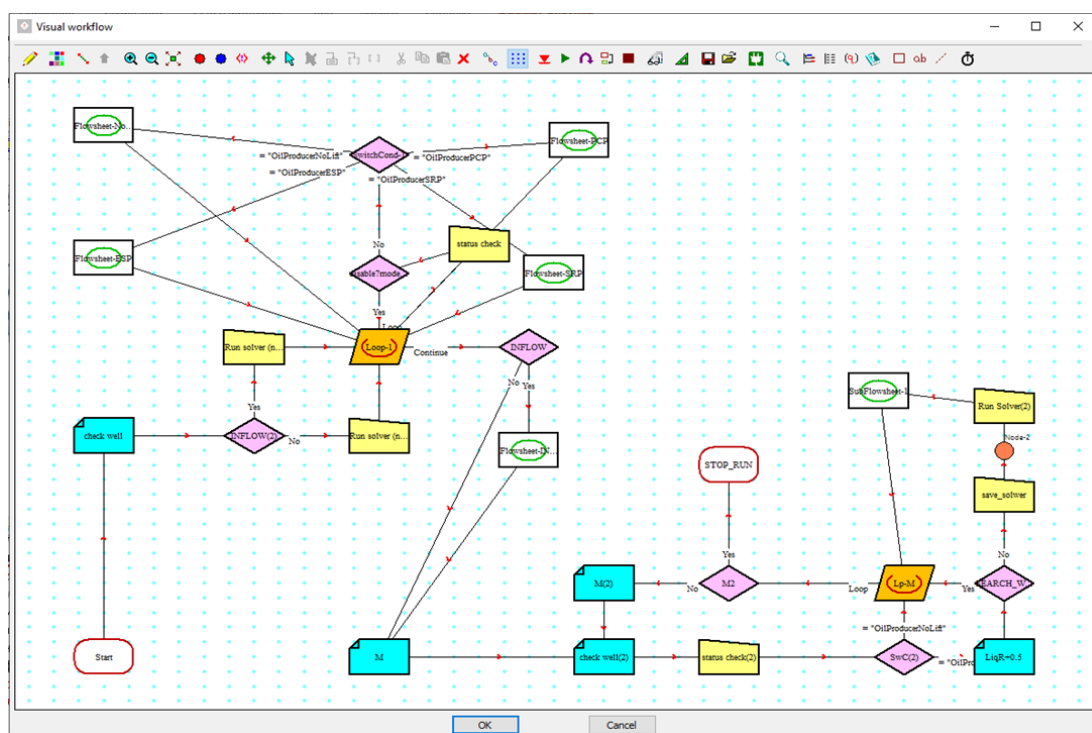


Рис. 2. Общий вид Workflow

После проведения расчета формируется таблица Excel, в которой указаны номера скважин и какие мероприятия позволят увеличить добычу по скважинам (изменение частоты, диаметра

штуцера и т. д.). Эта таблица становится основой для подбора мероприятий и выбора времени для их реализации. Конечно, стоит помнить, что инструмент только рекомендует проведение мероприятий, инженер является лицом, принимающим решения, и несет полную ответственность за изменения.

Благодаря представленному алгоритму достигнуто сокращение трудозатрат в 15 раз. Степень автоматизации процесса составляет 75 %, оставшиеся 25 % – это подбор сценариев и рассмотрение вариантов развития. Значительное снижение нагрузки с персонала ЦИТС, позволяет оперативнее проводить оценку актуальных моделей и более быстро принимать качественные решения (рис. 3).

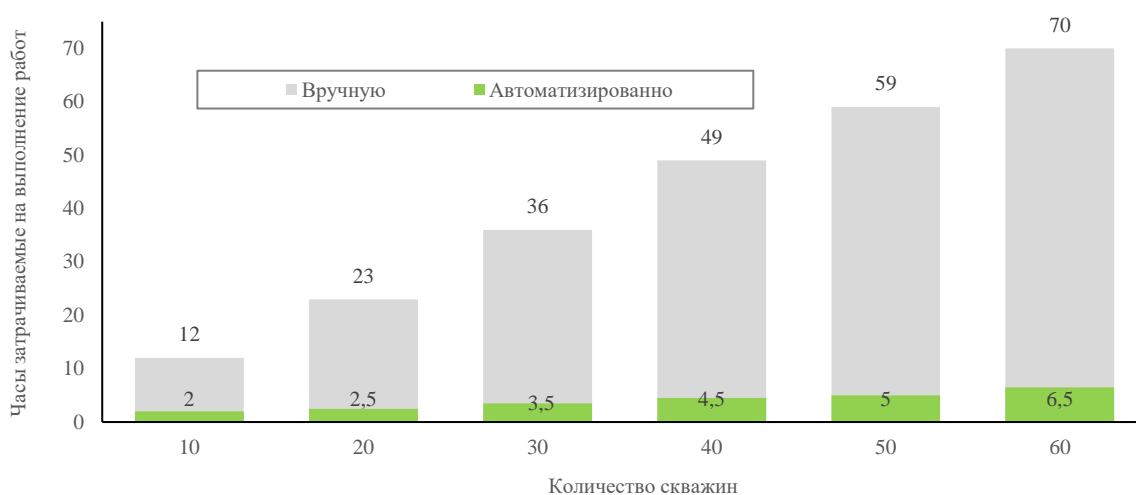


Рис. 3. Сокращение трудозатрат

Данный алгоритм первым был внедрен на восьми месторождениях группы компаний ПАО «ЛУКОЙЛ». В данный момент происходит процесс доработки и корректировки алгоритмов. Планируется дальнейшее тиражирование инструмента на другие месторождения.

НОРМАТИВНОЕ ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ОТРАСЛИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Соловьева Н.А.

ООО «Газпром недра», РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 70

E-mail: nataliesolo@mail.ru

Ключевые слова: цифровая трансформация, недропользование, цифровая зрелость, цифровая культура, цифровые компетенции

Тема цифровой и технологической модернизации топливно-энергетического комплекса постоянно рассматривается академическими институтами, а в постановлении Президиума РАН [1] справедливо отмечено, что к технологиям, обеспечивающим формирование цифрового лидерства, относятся Большие данные, моделирование кернов, создание цифровых двойников подземной и надземной инфраструктуры, применение искусственного интеллекта и машинного обучения, реализация систем поддержки принятия решений и интегрированного управления месторождениями. Цифровая трансформация отрасли недропользования сегодня приобретает важное значение для внедрения результатов научных разработок в реальный сектор экономики, включая разведку, поиск и добычу полезных ископаемых.

В конце 2022 года утверждена Стратегия цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы Газпром) [2] (далее – Стратегия), которая закрепляет, что ПАО «Газпром» является отраслевым лидером в области развития цифровых технологий и ключевым потребителем цифровых технологий в России. Нефтегазовая отрасль в силу своей высокой капиталоемкости и значимости для экономики России сама по себе является драйвером и катализатором развития цифровых технологий, а цифровые технологии интегрированы по всей производственной цепочке Группы Газпром – от геолого-разведочных работ до реализации продуктов переработки газа конечным потребителям. В свою очередь, распространение цифровых технологий и повсеместное внедрение их в реальную жизнь, в том числе в процессы, связанные с недропользованием, обусловило необходимость создания достаточной и эффективной нормативной правовой базы для обеспечения цифровой трансформации отрасли.

Если высокий уровень цифровой зрелости, например, финансово-экономических процессов способствовал активному созданию новых цифровых решений по данному направлению, то в отношении процессов нормативного правового обеспечения цифровизации недропользования этого еще не произошло [2]. Сегодня развитие права в потоке как локальной, так и глобальной цифровизации связано с необходимостью формирования и обновления правовой системы, настроенной на регулирование информационной среды нового типа – цифровой среды [3].

Указом Президента РФ от 21 июля 2020 г. № 474 [4] определены национальные цели развития Российской Федерации на период до 2030 года и к одной из них отнесена цифровая трансформация. В числе целевых показателей, характеризующих достижение указанной цели, названо достижение «цифровой зрелости» ключевых отраслей экономики и социальной сферы, а Методика расчета прогнозных значений указанного целевого показателя [5] устанавливает, что для каждой из упомянутых отраслей будет разработан унифицированный стандарт «цифровой зрелости». При этом, стандарт цифровой зрелости для отрасли недропользования на сегодняшний день не утвержден. И таких пробелов в правовом регулировании данной сферы достаточно много.

Создание нормативно-правовой и методологической базы, обеспечивающей процессы цифровой трансформации, является одной из приоритетных задач сегодня согласно Стратегическому направлению в области цифровой трансформации отрасли экологии и природопользования [6]. В указанном документе отмечено, что правовые риски связаны с необходимостью совершенствования правового регулирования, а пробелы в нормативно-правовой базе ограничивают действия органов государственной власти, а также способность хозяйствующих субъектов эффективно реагировать на меняющуюся рыночную ситуацию с учетом перспектив развития цифровых технологий. В числе рисков, которые следует учитывать в ходе цифровой трансформации, как правило, описываются экономические, организационные и технические риски, при этом анализу правовых рисков уделяется недостаточное внимание.

Правовое регулирование в цифровых экосистемах связано с применением нового инструментария правового воздействия, обусловленного развитием цифровых технологий, в связи с чем возникает необходимость научного осмысления с правовых позиций компонентов цифровой индустрии, поскольку отсутствует универсальное законодательное регулирование вопросов внедрения цифровых технологий [3].

Такие базовые термины как цифровизация, цифровая трансформация, цифровая культура, цифровая зрелость, цифровое лидерство, цифровые навыки, цифровая грамотность, цифровое развитие, цифровые сервисы, цифровая среда, цифровая платформа, цифровая экосистема, цифровая экосреда, цифровое месторождение, цифровое предприятие, широко применяются в стратегических и программно-целевых нормативных документах, однако единое определение указанных терминов в законе до настоящего времени отсутствует.

Более того, важно не только нормативно определить указанные понятия, но и установить их верное соотношение, поскольку они тесно взаимосвязаны между собой и взаимообуславливают определение друг друга. Так, например, цифровые платформы образуют цифровые экосистемы, которые объединяются в единую цифровую среду, для которой, в свою очередь, одним из определяющих признаков является наличие и использование цифровых сервисов.

Появляются даже такие экзотические категории как «цифровой ассистент» и «цифровой работник», «работник цифровой специальности», «цифровая компетенция», «цифровой двойник». Для введения указанных понятий в правовую материю потребуются пересмотр норм действующего законодательства. Например, термин «цифровой работник» потребует внесения изменений не только в Трудовой кодекс РФ, но и в большинство иных действующих правовых актов в сфере трудового права. При этом уже сегодня в Стратегии отмечено, что будет обеспечено внедрение «цифровых работников» или программных роботов, имитирующих действия человека.

В этой связи немалый интерес вызывает такая категория, как «цифровые компетенции работников». Цифровая компетенция – это некая универсальная категория требований к работникам, независимо от вида их профессиональной деятельности (юристы, экономисты, геологи, инженеры, работники большинства других профессий сегодня должны обладать этой некой универсальной компетенцией – цифровой).

Если говорить о соотношении понятий «работник, обладающий цифровыми компетенциями», «цифровая культура» и «цифровая трансформация», то на взгляд автора, его можно определить так: для достижения цифровой трансформации отрасли необходимо наличие цифровых компетенций у работников и высокий уровень цифровой культуры в компании.

Формирование и развитие цифровых компетенций работников осуществляется посредством их профессионального развития, повышения вовлеченности и готовности работников разделять ценности и принципы корпоративной культуры, в том числе цифровой культуры. Развитая цифровая культура организации и ее работников, в свою очередь, является необходимой средой для развития цифровых компетенций работников, а низкий уровень цифровой культуры является показателем отсутствия цифровых компетенций. Таким образом, развитие цифровых компетенций тесно связано с цифровой культурой – это два взаимообусловленных процесса.

Цифровая культура предполагает наличие цифровых компетенций работников, осознание работниками ценности использования указанных компетенций и позитивную ответственность при их реализации. Цифровую культуру можно определить как систему ценностей, установок и правил, которые определяют негласный кодекс поведения работников компании, для продвижения ее целей и стратегии [2]. Эта система ценностей может формироваться и формируется естественно-стихийным образом, предшествуя появлению норм права, ее регулирующих (ретроспективное правовое регулирование [3]), но она нуждается в структурировании, нормативно-правовой определенности и легитимации.

Таким образом, повышение цифровой культуры работников и развитие их цифровых компетенций являются источником, предпосылкой и необходимым условием цифровой трансформации отрасли, а значит цифровую трансформацию следует осуществлять и сопровождать повышением цифровых компетенций работников и формированием развитой цифровой культуры.

На примере определения термина «цифровая трансформация» (рис. 1) можно увидеть, что он по-разному определен в различных правовых актах, при этом единое нормативное определение, закрепленное в законе, отсутствует. Также отметим, что ни одно из имеющихся определений не учитывает взаимосвязь цифровой трансформации с цифровыми компетенциями и цифровой культурой, которые описаны выше.



Рис. 1. Определение термина «цифровая трансформация» в различных правовых актах

В ПАО «Газпром» выделено несколько направлений цифровой трансформации на период 2021–2024 гг., в частности, цифровая трансформация юридического обеспечения. Как отмечено в Стратегии, в рамках ее реализации будет обеспечен предиктивный анализ (предсказательная аналитика, которая использует исторические данные, накопленные по некоторой величине, для прогнозирования поведения этой величины в будущем) оценки влияния ожидаемых законодательных инициатив по изменению российского законодательства в нефтегазовой отрасли на развитие ПАО «Газпром» и организаций Группы Газпром. Это означает, что можно будет анализировать имеющиеся законодательные инициативы, в том числе в сфере недропользования, с целью внесения предложений к законопроектам, а также определять, как те или иные законодательные инициативы смогут повлиять на деятельность компании. Автор полагает, что крайне важно в этой связи для крупнейших компаний-недропользователей, создавать внутренние правовые базы данных, которые по типу общеправовых баз (СПС Консультант плюс, Гарант) будут содержать в себе актуальные версии локальных правовых актов. Это позволит не обращаться к большому количеству документов о внесении изменений, а получать актуальную версию документа, действующую в конкретный период времени (а учитывая возможности проектной деятельности – также и в будущих редакциях документа с учетом предложенных инициатив). Таким же образом может быть сформирована правовая база и в отношении типовых договоров.

В числе потенциальных эффектов цифровой трансформации нормативного обеспечения процессов в сфере недропользования можно указать: упрощение процедуры подписания договоров и их отражения в информационных системах; повышение эффективности работы за счет оптимизации поиска информации; повышение эффективности труда за счет внедрения цифровых помощников; снижение налоговых рисков; контроль достаточности и непротиворечивости нормативных предписаний на основе сравнения с документами-аналогами и исключения дублирования требований; минимизация использования бумажного документооборота.

Особое значение в связи с развитием цифровых технологий следует уделять мерам по обеспечению информационной безопасности. При этом ПАО «Газпром» исходит из принципа, что корпоративные данные – это ключевой актив в процессе цифровой трансформации, который обеспечивает рост эффективности деятельности Общества. Информация, алгоритмы и модели становятся самостоятельным активом, а обеспечение их безопасности – ключевой задачей в условиях цифровой экономики [2]. В этой связи важно, чтобы все стадии создания, модернизации, эксплуатации и вывода из эксплуатации объектов цифровизации проводились в соответствии с определенным порядком (регламент, устав проекта или др.) проведения работ по цифровизации, в том числе, в части работ по обеспечению безопасности информационной инфраструктуры. Это означает, что на предприятиях должны быть разработаны устав или регламент цифровой обработки корпоративных данных.

Для успешной цифровой трансформации в сфере недропользования важно нормативно определить цели, задачи и принципы цифровой трансформации; проблемы и вызовы, риски и угрозы в данной области; стратегическую цель, приоритеты и обязательства компании в ходе цифровой трансформации, а также механизмы выполнения указанных обязательств. Все эти компоненты в настоящее время закреплены разрозненно, в различных нормативных правовых и локальных правовых актах, большинство из которых являются подзаконными. Полагаем, что

Политика в области цифровой трансформации недропользования могла бы стать документом, в котором четко и кратко сформулированы эти важнейшие факторы, оказывающие влияние на цифровую трансформацию в сфере недропользования. В настоящее время в ПАО «Газпром» утверждены и действуют Экологическая политика, Политика в области качества, Политика в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения. В продолжение полагаем полезным разработать также и Политику ПАО «Газпром» в области цифровой трансформации недропользования.

На основании вышеизложенного, принимая во внимание новые вызовы развития цифровых технологий и несомненные преимущества их использования, можно сделать вывод, что цифровая трансформация основных видов производственной деятельности компаний-недропользователей обуславливает необходимость внесения изменений в действующее законодательство с целью надлежащего нормативного правового регулирования качественно новых общественных отношений.

Литература

1. О вопросах цифровизации в нефтегазовой отрасли и науках о Земле: Постановление Президиума РАН от 28.03.2023 г. № 60 // КонсультантПлюс. <https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=824909#IfBanwTsNqZbEkZM1>
2. О проекте актуализированной стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром» (группы Газпром): Решение Совета директоров ПАО «Газпром» от 28.12.2022 г. № 3877.
3. Право цифровой среды / Под ред. Т.П. Подшивалова, Е.В. Титовой, Е.А. Громовой. М.: Проспект, 2022. 896 с.
4. О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года: Указ Президента РФ от 21.07.2020 г. № 474 // Официальный интернет-портал правовой информации <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202007210012>
5. Об утверждении методик расчета прогнозных значений целевых показателей национальной цели развития Российской Федерации «Цифровая трансформация»: Приказ Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций РФ от 18.11.2020 г. № 601 // КонсультантПлюс. https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372513/
6. Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации отрасли экологии и природопользования: Распоряжение Правительства РФ от 08.12.2021 г. № 3496-р // Официальный интернет-портал правовой информации <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202112140019>
7. О Согласованном словаре терминов в области образования: Постановление № 51-20 Межпарламентской Ассамблеи государств-участников СНГ. (Принято в г. Санкт-Петербурге 27.11.2020 г.) // Единый реестр правовых актов и других документов СНГ. <http://cis.minsk.by>
8. О направлении методических рекомендаций по разработке стратегии цифровой трансформации образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России: Письмо Минобрнауки России от 07.10.2021 г. № МН-19/697 // КонсультантПлюс. https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_411215/96c60c11ee5b73882df84a7de3c4fb18f1a01961/
9. Концепция цифровой трансформации ООО «Газпром недра», утвержденная приказом ООО «Газпром недра» от 17.04.2023 г. № 187-Пр.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1: Разработка месторождений, численное моделирование пластов

Абрамов Д.С. Комплексирование результатов интерпретации данных ГДИС, ГИС, ПГИ с целью определения доли запасов в системе трещин, актуализации 3D гидродинамической модели месторождения двойной среды и расчета прогнозных технологических показателей разработки	4
Бадриева Ф.Р., Назарова Л.Н. Возможности применения азота для повышения выработки запасов углеводородов	9
Бакинова Е.В., Кременецкий М.И., Соловьева В.В. Оценка профиля притока на основе эффекта калориметрического смешивания при разработке неоднородного коллектора с помощью моделирования температурных аномалий	12
Гусейнов Э.Б., Зарипов А.Т. Оптимизация работы высокообводненных скважин. Внедрение капиллярных систем для подачи ПАВ	16
Дрозд А.С., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Исследование возможности создания внутрислоевого противопесочного фильтра по аддитивной технологии на основе гранулированного сшитого полиэтилена	19
Ерастова В.А., Кременецкий М.И. Анализ информативности использования термометрии в горизонтальных скважинах для контроля многостадийного гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемом коллекторе	22
Жаглова А.Э. Эквивалентный радиус для расчета притока к скважинам в численных моделях при линейной и нелинейной фильтрации	26
Еремин Н.А., Агеев П.Г., Зайцев Д.И. Интенсификация добычи нефти с помощью экологически чистой технологии вторичного гидравлического разрыва пласта	31
Кусочкова Е.В. Совершенствование и параметрическая идентификация моделей распределения начального состава сложных углеводородных систем	34
Мамедов Б.М., Аманов М.А., Четиева М.Г. Изучение полимерных реагентов для приготовления малоглинистых и глинисто-меловых растворов	38
Манусенко Д.Ю. Оценка эффективности применения интеллектуальных систем заканчивания скважин на одном из объектов многопластового морского месторождения с тонкими нефтяными оторочками	40
Наумов А.С., Никонорова А.Н., Гуляев Д.Н. Использование результатов интерпретации многоцикловых ГДИС и разновременных ПГИ для мониторинга состояния системы заводнения	42
Никонорова А.Н. Возможности оптимизации системы поддержания пластового давления в условиях низкопроницаемого коллектора	46
Никулин В.Ю. Выбор блокирующих составов при глушении и ремонте скважин в осложненных условиях	50

Олейников В.А., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Моделирование гидродинамических процессов в газовой скважине в системах автоматизированного проектирования FreeCAD и Компас-3D	53
Прилуцкий А.А., Ворон К.А., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Повышение добычи на газовом месторождении на основе мониторинга давления высокочувствительным манометром	57
Равилов Н.Ш., Татур О.А. Влияние погрешности построения геомеханической модели на результаты расчета устойчивости ствола скважины	61
Радькова Е.Ю., Мушегова А.И., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Повышение добычи нефти на месторождении Восточной Сибири на основе результатов мультискважинного ретроспективного тестирования	65
Рашайски Р. Проблемы эксплуатации нефтяных скважин в Республике Сербия	69
Соловьева В.В. Контроль динамики производительности скважин на основе стационарного датчика термометрии	72
Фахрутдинов А.Р. Методика определения однородной функции падения пластового давления для зрелых месторождений	75
Хазипов Ш.К. Способ регулирования объема закачки с целью повышения качества выполнения режима в системе ППД	79
Чикирев Ф.А. К вопросу идентификации режима эксплуатации газовой залежи (на примере разработки сеноманской залежи Южно-Русского месторождения)	83
Шакиров Е.Р. Разработка комплексного параметра оценки геолого-технических мероприятий для нефтяного месторождения	87
Шишляев В.В., Пименов В.П. Оценка сжимаемости и проницаемости угольного пласта по результатам количественной интерпретации инжект-тестов	90
Шурунов А.В. Получение промысловых зависимостей ОФП с помощью ГДИС и численного моделирования в низкопроницаемом терригенном коллекторе	94

СЕКЦИЯ 2: Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа

Алехин И.И., Переплеткин И.А., Викторова Е.В., Мингазова Д.И., Савченко П.Д. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности	99
Басова Е.Д., Юмашева А.К., Лебединцев Д.А., Полудеткина Е.Н. Геолого-геофизические исследования газонасыщенных отложений Белого моря	103
Беляков Е.О., Уразгильдеев И.И. Применение комплекса легких методов опосредованного поиска малоразмерных залежей углеводородного сырья	107
Верещакин Р.О., Милентьева Е.А., Оболенская А.А., Куприянова Е.К., Ломакина А.С., Орешкин А.А. Построение псевдоакустической каротажной кривой как способ привлечения априорной сейсмогеологической информации для обработки сейсмических данных (на примере малоизученного бурением региона)	110

Вяткина Е.В., Лавренова Е.А. Оценка перспектив нефтегазоносности палеоцен-эоценового комплекса Крымско-Кавказского региона	113
Гоманюк Ю.А. Исследование точности структурных построений по данным МОГТ 2D различными способами на примере одного из месторождений Западной Сибири	117
Громина А.Ю. Комплексное сопровождение развития и освоения лицензионного участка «1» Волгоградской области	121
Дампилон Э.М. Особенности распространения и условия формирования пласта В1 в центральной части Непского свода	123
Добрыдень С.В. Структура пустотного пространства вулканогенных горных пород	128
Ершов А.В. Литолого-фациальный анализ верхнепермских отложений Верхнепечорской впадины	132
Зайдуллин А.Г. Геологическое сопровождение ввода в разработку низкопроницаемых коллекторов на примере терригенных отложений Ромашкинского месторождения	135
Заклучнов И.С. Использование современных цифровых технологий для прогноза эффективных толщин коллекторов в межскважинном пространстве по геолого-геофизическим данным	138
Казанин А.Г., Шепелев А.А., Базилевич С.О., Жилин Ф.Е. Применение донного оборудования при выполнении сейсморазведочного мониторинга 3D (4C) на шельфе Охотского моря	142
Кононенко Л.П. Обоснование потенциальных геологических объектов для закачки CO ₂ на территории Волгоградской области	144
Кочетов М.В., Шепелев А.А., Жилин Ф.Е. Потенциальные методы при решении инженерно-геологических задач на Арктическом шельфе	148
Куртукова Н.В., Шахманаева О.Н. Автоматизация процессов сходимости данных керна и геофизических исследований скважин	152
Лежнин Д.С., Афанасенков А.П. Геология, перспективы нефтегазоносности и постановка геологоразведочных работ в арктической зоне Хатангско-Ленского междуречья	155
Маракова И.А. Концепция прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на примере Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна	159
Матрёхина Ю.С., Торбокова Л.В., Райхерт Т.В. Выявление перспективных зон пласта А1 месторождений восточного склона свода Т на основе фациального анализа	161
Милентьева Е.А., Верещакин Р.О., Ломакина А.С., Орешкин А.А., Оболенская А.А. Оценка влияния локальных скоростных неоднородностей в перекрывающей толще на результаты структурных построений в целевом интервале юрских отложений	163
Нуртазаева М.А., Маракова И.А. Выделение фациально-тектонно-динамических зон как основа прогноза нефтегазоносности на примере Варандей-Адъзвинской структурно-тектонической зоны Тимано-Печорской провинции	166
Осипов А.В. Об актуальных вопросах глубинной нефтегазоносности	170

Погодаев А.В., Севостьянова Р.Ф. Гидрогеологические и гидродинамические предпосылки нефтегазоносности Лено-Анабарской НГО	174
Сенькина К.А., Мусатов И.В., Лебедев М.В. Моделирование как инструмент оценки эффективности сейсмофациального прогноза резервуаров в системных трактах нижнемеловых клиноформ Западной Сибири	177
Сирачева А.А., Пивоварова Е.С. Влияние процессов образования аутигенных глинистых минералов терригенных пород на их фильтрационно-емкостные свойства	181
Сысоева А.О. Объединение моделей месторождений в ПО Petrel – значение для геологии	186
Трошин О.В., Кубрак М.Г., Ушаков С.М., Коротаев М.В. Построение структурной модели в условиях дефицита данных на примере участка South East Ras El Ush, Суэцкий залив	190
Филиппова Д.С. Особенности геохимического сопряжения водорода и метана в геологической среде	193
Шенбергер Н.А., Сапьяник В.В. Комплексный анализ минерального состава пород керна и материалов ГИС в прогнозе продуктивных скважин на примере Дерябинского месторождения	198
Шпуров И.В., Браткова В.Г., Горюнов Л.Ю., Базаревская Н.И. Гармонизация национальных классификаций – ключ к модернизации мировой системы оценки запасов углеводородов	201

СЕКЦИЯ 3: Экспериментальные и теоретические исследования керна и пластового флюида

Алиев Ф.А., Мирзаев О.О., Холмуродов Т.А., Вахин А.В. Разработка каталитического комплекса для парогазовой технологии добычи нетрадиционных нефтей и внутрислоевой утилизации углекислого газа	204
Асекритов Д.У. Методы улучшения качества проводки при ограниченном объеме данных	208
Володина Е.Е. Прогнозирование вязкости смесей углеводородов	211
Воронков И.Р. Влияние эффективного давления на изменение физических свойств карбонатных пород башкирского яруса на территории Дальнего Саратовского Заволжья	215
Гарифуллина Ч.А., Климов Д.С. Экспериментальное исследование и гидрогеохимическое моделирование взаимодействия CO ₂ с пластовой водой и породой коллектора	219
Давлетшина Л.Ф., Мерзляков К.К., Петрушенко Д.И. Определение эффективности снижения степени растворения карбонатной породы кислотными составами	223
Дешабо В.А., Паскалов С.И. Исследование коллоидных фракций нефти методом анализа траекторий наночастиц с использованием режима автофокусировки	227
Косач А.В., Сафиева Р.З. Особенности протекания процесса агрегации асфальтенов в нефтяных дисперсных системах	230
Кулиев Э.А. Исследование возможностей прогнозирования свойств керна на основе цветотипирования фотографий в дневном и ультрафиолетовом свете	234

Мельник А.Д., Строева А.Р., Полудеткина Е.Н., Подосокорская О.А., Меркель А.Ю. Сульфатредукторы, ассоциированные с анаэробными метаноокисляющими консорциумами Восточно-Сибирского моря	238
Овчинникова А.С., Мустафина А.Н. Шлам – как ценный источник геологической информации	242
Попович А.П., Михайловский А.А. Изучение влияния гистерезиса ОФП при гидродинамическом моделировании ПХГ в низкопроницаемом трещиноватом коллекторе	247
Пушкарева Д.А. Границы применения имидж-анализа гранулометрического состава при исследовании терригенных пород-коллекторов	251

СЕКЦИЯ 4: Экологические проблемы нефтегазового комплекса

Жаркова В.В., Сизов О.С. Региональные особенности воздействия опасных экзогенных процессов на магистральные трубопроводы	255
Зайцев А.Е., Носова Е.С., Голивкин П.В., Петрусенко Е.В. Новые решения по защите антикоррозионного покрытия трубопроводов при строительстве бестраншейными методами и в сложных инженерно-геологических условиях	258
Зеновская А.И. Работа реабилитационного центра диких животных как часть плана ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов на примере Сахалинской области	260
Игнатченко О.А., Игнатченко Д.А., Аракелян А.Г. Сокращение выбросов природного газа в атмосферу на компрессорных станциях за счет модернизации пунктов редуцирования топливного газа	263
Илюшина П.Г., Андронов Д.П., Эрендженова А.А., Калениченко В.О. Спутниковый экологический мониторинг морей России при добыче и транспортировке нефти	268
Кочеткова В.А. Экологические аспекты применения биополимеров на основе полилактида	271
Ладонин А.С. Изменение защитного потенциала и контроль состояния трубопроводов: улучшение надежности и безопасности	275
Нуркаев И.М. Производство CO ₂ из дымогарных газов установки производства водорода	279
Нуркаев И.М., Сидорочев Е.П. Проект утилизации тепла на установках производства по фракционированию стабильного конденсата	283
Саянкина М.К., Смагличенко Т.А. Метан в системе «вулкан–ледник»: идентификационная сейсмическая модель	286
Семянцева П.К., Ильченко А.А. Экологические аспекты использования грунта искусственного торфяного	290
Спицына Е.А. Составление карт растительного покрова по данным дистанционного зондирования территории	293
Харыбина А.С., Юмашева А.К. Контроль развития опасных геологических процессов вдоль полосы землеотвода магистрального трубопровода (на примере участка транссахалинской трубопроводной системы на территории Макаровского района)	296
	348

СЕКЦИЯ 5: Вопросы цифровизации, управления и экономики нефтегазового комплекса

Арыков Т.Р. Создание функциональной базы геолого-физических характеристик месторождений и оптимизация рабочих процессов на ее основе	301
Батталов М.Л. Использование дистанционного зондирования для обнаружения и мониторинга геологических структур и проектов	304
Бикбаува А.И., Дашкина М.Э., Мухаметшина Г.С. Барьеры при внедрении цифровых программных комплексов в нефтегазовой отрасли в условиях санкций	307
Бячкова К.О. Формирование метода оценки интеллектуального капитала на примере ООО «Газпром недра»	310
Казначеева А.Ю. Роль цифровизации в работе нефтегазового комплекса: проблемы и перспективы	315
Коваленко А.А., Николаенко С.В. Применение машинного обучения при анализе сейсмических данных для выделения тектонических нарушений в различных сейсмогеологических условиях на территории Волгоградского Поволжья и акватории Среднего Каспия	317
Лемм Е.А., Шаркова А.В. Влияние повышения эффективности промышленности региона на топливно-энергетический баланс	319
Никифоров М.В., Никифоров С.А. Практика перехода к цифровизации процессов сопровождения бурения скважин на основе данных геолого-технологических исследований	323
Попова А.Г. Мировой опыт развития рынка компримированного природного газа в качестве газомоторного топлива	327
Садовский С.С., Коваленко П.А., Селянгин К.В., Романов Г.Р. Проблематика создания, верификации и автоматизации цифровых двойников технологических установок нефтегазового комплекса посредством моделирования технологических процессов	331
Симдянов А.А., Кадыков И.А., Агупов М.А. Создание и внедрение прототипа практической реализации методологии модели ограничений для управления потенциалом нефтяного месторождения	336
Соловьева Н.А. Нормативное правовое регулирование цифровой трансформации отрасли недропользования	339

Электронное издание

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

**VI ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА»,
18–20 октября 2023 г.**

Сборник трудов

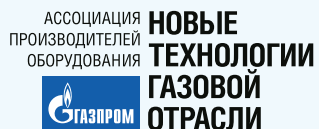
Ответственный редактор:
Башкина Е.М.

Компьютерная верстка:
Дацко Т.Г.

Технический редактор:
Чигарев В.Б.

Редакционно-издательский отдел
Института проблем нефти и газа РАН
119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

СПОНСОРЫ



МЕДИА ПАРТНЕРЫ



Издательский Дом
«ГУБКИН»



РЕДАКЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКАЯ ПОДДЕРЖКА

Научное сетевое издание

Актуальные проблемы нефти и газа