

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК



Научно-практический журнал

Том 4, №2 (2022)

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

Том 4, № 2 (2022)

Нур-Султан 2022

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 4, № 2 (2022)

Научно-практический журнал

Журнал зарегистрирован
в Министерстве информации
и коммуникации РК
Свидетельство №17609-Ж

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Члены редколлегии

Карабалин У.С., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Огай Е.К., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Ибрашев К.Н., канд. техн. наук
Куандыков Б.М., докт. геол.-
мин. наук
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук
Утеев Р.Н., докт. наук PhD по
геологии
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
Мунара А., докт. наук PhD по
геологии
Сармурзина Р.Г., докт. хим. наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук
Исмаилов Ф.С., докт. наук PhD
по техн. наукам (Азербайджан)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Абилхасимов Х.Б., докт. геол.-
мин. наук
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.
наук, докт. PhD по физике
плазмы
Пятибратов П.В., канд. техн.
наук (Россия)

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

Тел. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

- Кенесары А.Ж., Колдей М., Исламбердиев Ж.**
Опыт планирования и сопровождения
сейсморазведочных работ 3D на примере
месторождения Южно-Торгайского бассейна..... 3
- Куандыков Б.М., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.**
Формирование и сохранение коллекторов
на больших глубинах 12
- Калиев Д.Т.**
Использование нейронных сетей при динамическом
анализе сейсмических данных 28
- Романенко П.С., Алехин И.Г.,
Ашимов К.Б., Губашев С.А.**
Применение геомеханики при строительстве
горизонтальных скважин на месторождениях
АО «Эмбамунайгаз»..... 36
- Жетруов Ж.Т., Шаяхмет К.Н., Карсыбаев К.К.,
Булакбай А.М., Кулжанова С.Б.**
Применение прокси-моделей при прогнозировании
параметров разработки нефтяных залежей..... 48
- Есетжанов А.А., Жайлыбай А.К., Саенко О.Б.,
Сағындыков М.С.**
Исучение применимости технологии пенных систем
с целью выравнивания профиля приемистости
паронагнетательных скважин месторождения
Каражанбас..... 58
- Shagymgereeva Saya, Sarsenbekuly Bauyrzhan,
Kang Wanli, Yang Hongbin, Turtabayev Sarsenbek**
Progress of polymer microspheres for profile
control in oil field 71
- Подчувалова Е.Ю., Поляков Д.В., Шафииков Р.Р.**
Закачка воды в газовую шапку: модификация системы
разработки нефтяной оторочки в условиях шельфа..... 87
- Терентьев А.А., Дуркин С.М., Пчела К.В.**
Сопоставление различных подходов численного
моделирования методов повышения нефтеотдачи..... 96
- Бондарь М.Ю., Осипов А.В., Громан А.А.,
Кольцов И.Н., Щербаков Г.Ю., Чебышева О.В.**
Результаты проведения трассерных исследований на
единичных скважинах с разделяющими химическими
индикаторами для оценки эффективности
ПАВ-полимерного воздействия на месторождении
Холмогорское..... 102
- Требования к статьям научно-технического и
производственного журнала «Вестник нефтегазовой
отрасли Казахстана» 113**
- Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»..... 116**

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

ОПЫТ ПЛАНИРОВАНИЯ И СОПРОВОЖДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ 3D НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА

А.Ж. Кенесары¹, М. Колдей², Ж. Исламбердиев²

¹ ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

² ТОО «СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

Современное развитие технологий проведения сейсморазведочных полевых работ, методик обработки и интерпретации данных позволяют получить качественный материал не только для изучения структурных особенностей, но и для углубленного анализа анизотропии пород: детального понимания пространственной неоднородности литологических и петрофизических свойств, прогнозирования характера флюидонасыщения, анализа мелкодизъюнктивной тектоники, плотности и геометрии распространения трещиноватости.

Немаловажным при проведении полевых сейсморазведочных работ и обработки является контроль качества на всех его этапах. Необходимо понимать, что контроль качества заключается в непосредственном участии в процессе работ от начала планирования сейсморазведочных работ до получения финального результата и интерпретации.

В данной статье рассмотрена важность полного технического сопровождения сейсморазведки от планирования и дизайна полевых работ до выбора оптимального графа обработки, результаты которой в значительной степени окажут эффект на структурную и динамическую интерпретацию. На примере месторождения Южно-Торгайского бассейна продемонстрировано, как детально подобранный дизайн сейсморазведочных работ, использование новейших технологий полевых работ и обработки данных позволили получить более полную геолого-геофизическую информацию. В результате проведенных в 2021 г. работ все скважины, заложенные на основе новой сейсморазведки, получили промышленный приток углеводородов.

Ключевые слова: сейсморазведка, высокоразрешающая сейсморазведка, 3D МОГТ, высокоразрешающие сейсморазведочные работы, полевые работы, обработка сейсмического материала, инверсия сейсмических данных.

В связи с истощением запасов углеводородов (далее – УВ) и падением уровня добычи по месторождению перед ТОО «СП «Казгермунай» (далее – КГМ) встала задача поиска потенциала прироста ресурсной базы для обеспечения рентабельной добычи и продления жизни месторождения. Было принято решение провести площадные трехмерные сейсмические исследования в модификации высокого разрешения, которые были направлены на решение геологических задач:

- определение распространения многослойных песчаных коллекторов;
- выявление литологически экранированных ловушек;
- выявление малоамплитудных тектонических нарушений и приуроченных к ним зон трещиноватости;
- уточнение зон распространения остаточных извлекаемых запасов для оптимизации системы разработки;

- поиск новых потенциальных проспектов;
- изучение строения палеозойских отложений.

Полевые работы

Для решения вышеперечисленных задач специалистами КГМ и ТОО «КМГ Инжиниринг» были рассмотрены различные варианты дизайна полевой системы наблюдений для выбора оптимальных параметров. Выбор параметров исходил из потребности изучения продуктивных горизонтов, расположенных на относительно небольших глубинах, но при этом получения оптимального качества изображения глубоко залегающих пород. Окончательные параметры полевой съемки, отвечающие всем геологическим требованиям, представлены в табл. 1 [1].

Таблица 1. Параметры полевой съемки

| № п/п | Наименование параметров | Фактические параметры съемки, 2001 г. | Начальные параметры съемки, 2019 г. | Окончательные параметры съемки, 2019 г. |
|-------|---|---------------------------------------|-------------------------------------|---|
| 1 | Полная кратность | 30 | 638 | 880 |
| 2 | Размер бина, м*м | 25 × 25 | 10 × 10 | 12,5 × 12,5 |
| 3 | Максимальное удаление «взрыв – прием», м | 2308 | 3183 | 5044 |
| 4 | Соотношение полуосей шаблона (Aspect Ratio) = Xs:Yr | 0,83 | 0,95 | 0,57 (глубина 5044 м) 1 (глубина < 2200 м) |
| 5 | Вибрационный источник | 4 вибр.* × 2 свип/ПВ**, 8–96 Гц*** | 2 вибр. × 1 свип/ПВ, 1,5–110 Гц | 2 вибр. × 1 свип/ПВ, 1,5–110 Гц |

*вибр. – вибратор

**ПВ – пункт взрыва

В итоге выбран последний вариант (табл. 1) с бином 12,5 × 12,5 м, высокой кратностью (880) и большой глубиной исследования (до 5044 м). Также система является полноазимутальной до глубины 2200 м, что позволило детально изучить геологию продуктивных пластов. Использование большого количества техники и оборудования для выполнения сейсмических исследований в выбранной модификации не превысило плановый бюджет.

В результате достигнуто существенное улучшение следующих параметров полевой системы наблюдения:

1. Сейсмическая съемка проводилась с более **широким азимутом** наблюдений с целью увеличения разрешения в продольном и поперечном направлениях для сложных пространственных структур.

2. Получен более **широкий диапазон частот**, в результате чего существенно увеличено разрешение сейсмических данных, что позволит эффективнее решать вопросы изображения сложных пространственных структур, улучшая соотношение сигнал/помеха, и повысит вероятность прогноза по результатам инверсии сейсмических данных.

3. Путем уменьшения шага дискретности (сгущение) элементов системы достигнута более **высокая плотность**, что позволило значительно улучшить качество и точность изображения свойств структур по латерали, а также обнаружение линий тектонических нарушений и трещиноватости.

Ниже представлен наглядный пример влияния данных параметров на примере фотографий (рис. 1) [2].

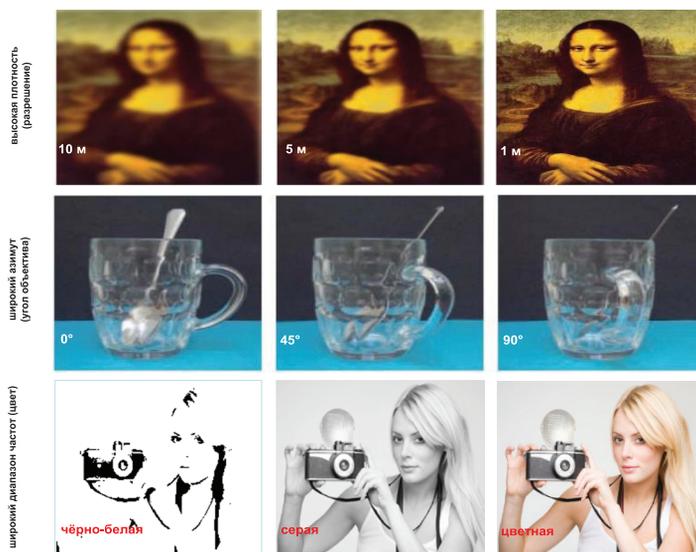


Рисунок 1. Улучшение качества сейсмического материала на примере фотографий

Можно отметить улучшение качества геологического разреза и увеличение разрешающей способности (детальность до 16–20 м) сейсмического материала (рис. 2–5).

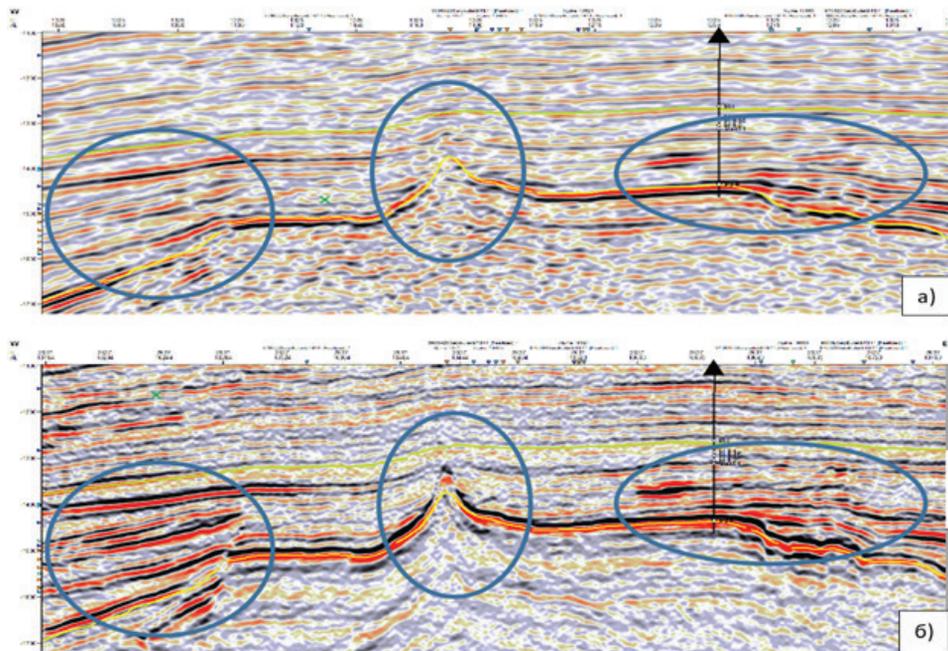


Рисунок 2. Сейсмический разрез PSTM*

а) сейсморазведка, 2001 г.; б) ВРС**, 2019 г. [3]

*PSTM – куб временной миграции до суммирования

**ВРС – высокоразрешающие сейсморазведочные работы

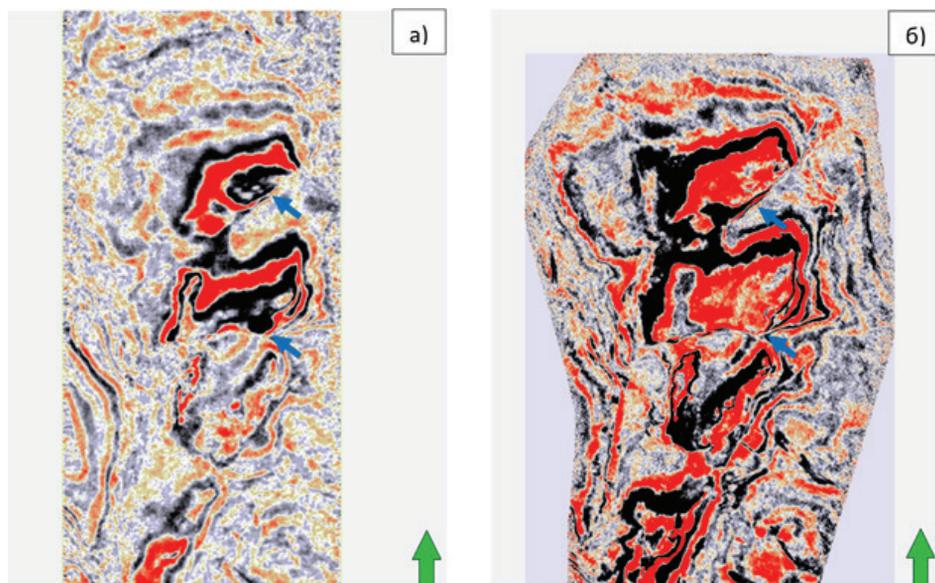


Рисунок 3. Сейсмический слайс на уровне 1500 мс

а) сейсморазведка, 2001 г.; б) ВРС, 2019 г. [3]

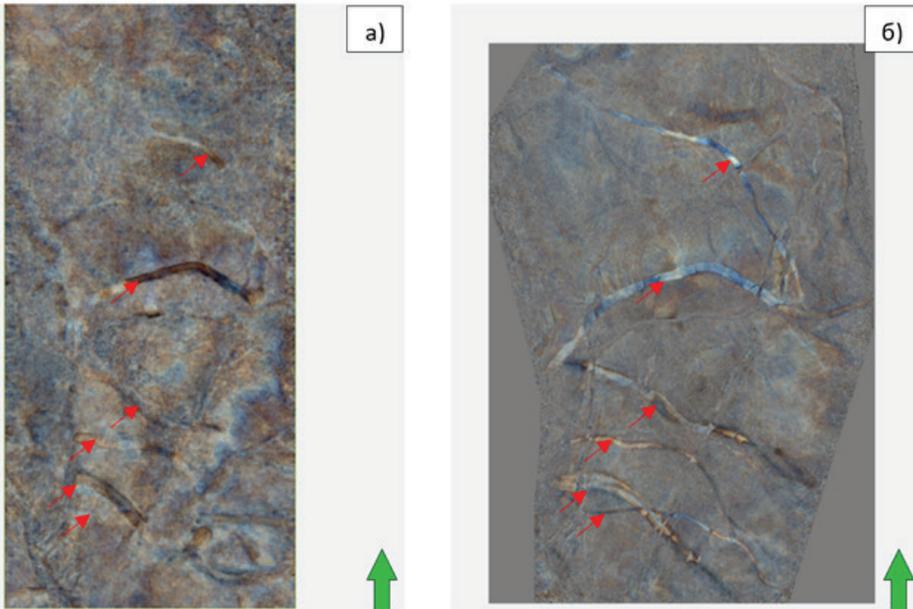


Рисунок 4. Сейсмический слайс атрибутного куба Eshchome
а) сейсморазведка, 2001 г.; б) ВРС, 2019 г. [3]

Использование низкочастотных вибраторов предоставило возможность расширить спектр частот в сторону низких и

высоких частот (3–110 Гц), что позволит в дальнейшем выполнять более достоверную сейсмическую инверсию.

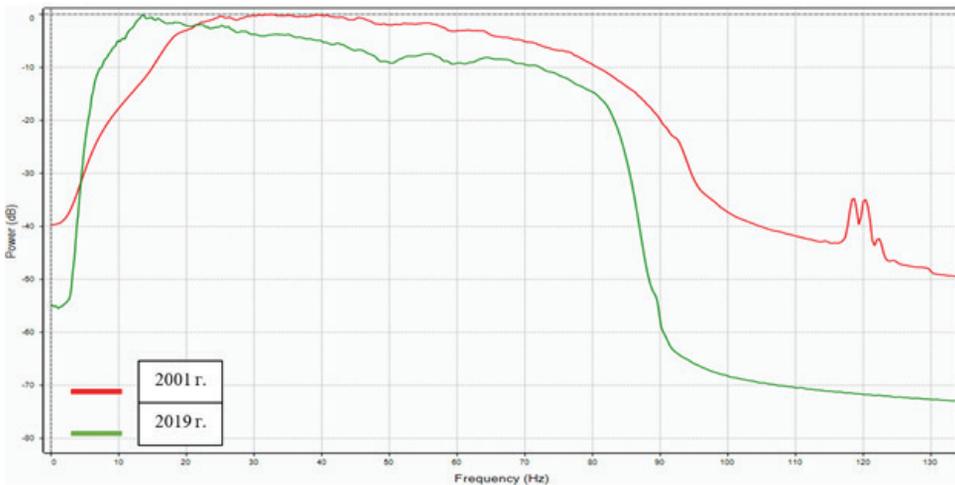


Рисунок 5. Амплитудно-частотный спектр

Фактически по проекту было отработано 83056 ПВ, средняя производительность сейсморазведочных работ составила 202,96 ф.т./сут. Такая высокая производительность достигнута за счет применения новой методики возбуждения сейсмического сигнала «слип-сви́п» (рис. 6). Методика «слип-сви́п» – это перекрытие сви́пов разных групп вибраторов, что дает резкое

увеличение производительности, высокую плотность виброточек, высокую кратность, высокую детализацию среды, большую маневренность (особенно в районах с развитой инфраструктурой) [4]. Параметры сви́па (управляющий сигнал/колебание, создаваемый виброисточником) полевых работ представлены в табл. 2 [1].

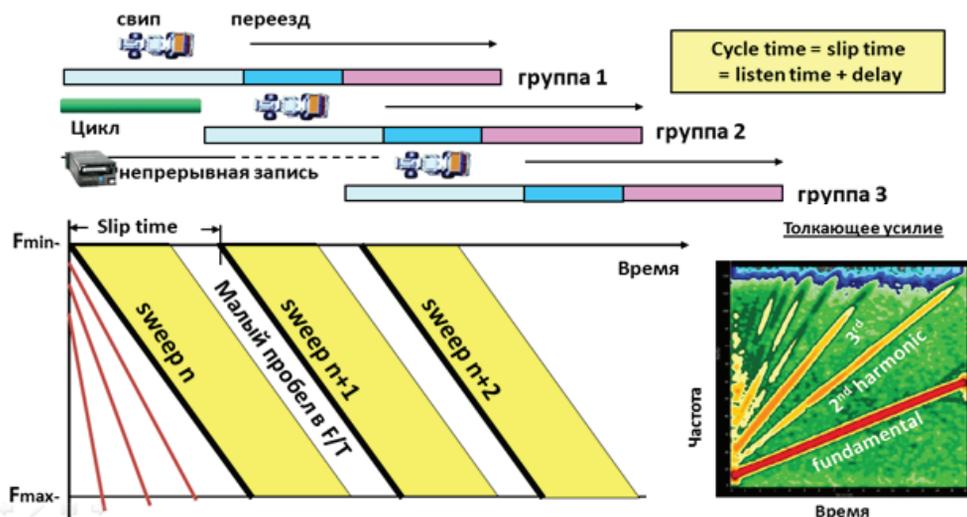


Рисунок 6. Методика отстрела «слип-свип»

Таблица 2. Параметры свипа полевых работ 3D ВРС, 2019 г.

| Параметр | Характеристика |
|---|----------------------------------|
| Методика работ | Слип-свип |
| Количество вибраторов | 2 шт./ПВ |
| Количество воздействий | 1 свип/ПВ |
| Количество групп вибраторов | 4 группы |
| Частотный диапазон СВИПа | 3–110 Hz |
| Длина СВИПа | 14 сек |
| Слип-тайм | T + 0 сек (14 сек) |
| Номинальное усилие вибраторов | 65% |
| Конусность в начале и конце СВИПа, Target | 500 мсек |
| Тип СВИПа | Линейный |
| Расстановка вибраторов | Линейная, 2 вибратора, база 15 м |

Применение методики отстрела «слип-свип» позволило уменьшить срок выполнения проекта более чем в 3 раза (с 165 календарных дней до 51 дня), что является достаточно хорошим результатом без потери качества.

Обработка сейсмических данных

Учитывая результаты обработки старых материалов КГМ (2005 г.), а также новые мировые тенденции в обработке данных, специалистами был составлен оптимальный граф обработки для решения геологических задач. Для этого были привлечены две ведущие компании в области обработки, использующие разные технологии, с целью получения качественного материала. На рис. 7 представлен амплитудно-частотный спектр, который хорошо демонстрирует разницу двух результиру-

ющих кубов PSTM, выполненными разными компаниями. Компании 1 удалось добиться лучших результатов в сохранении низких частот материала, тогда как компания 2 улучшила спектр в сторону высоких частот.

В ходе выполнения работ супервайзерами тщательно контролировались этапы статической поправки, подавления линейных помех, коррекции амплитуд, деконволюции, анализа скоростей, подавления кратных волн и случайных помех, миграции для улучшения качества материала. После окончания каждого этапа все выбранные параметры согласовывались с супервайзерами, и после получения одобрения работы переходили на следующий этап. Ниже представлены результаты работ двух независимых компаний (рис. 8–9).

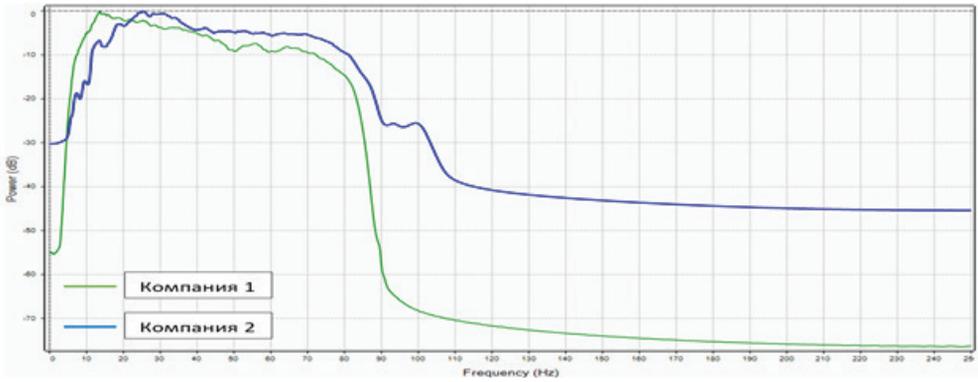


Рисунок 7. Амплитудно-частотный спектр двух кубов PSTM по результатам обработки полевой сейсмической съемки исследуемой территории

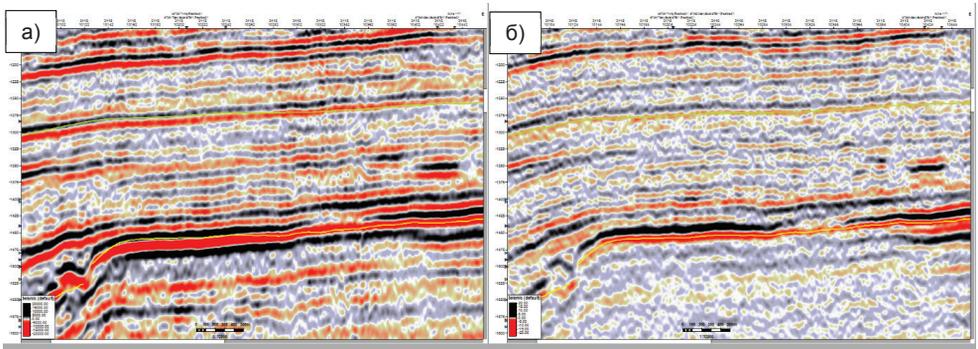


Рисунок 8. Временной сейсмический разрез
а) компания 1; б) компания 2

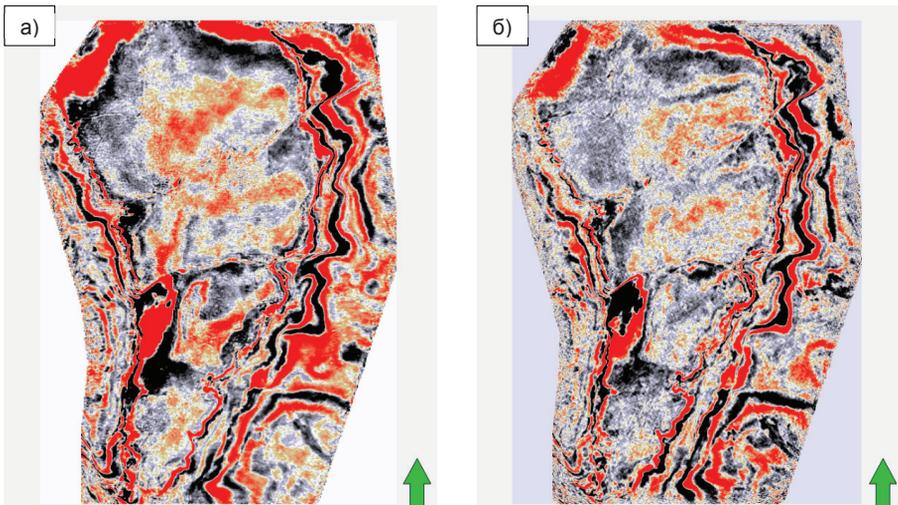


Рисунок 9. Временной сейсмический слайс на уровне 1500 мс
а) компания 1; б) компания 2

Сравнение итогов обработки показало, что результаты, полученные первой компанией, имеют лучший диапазон ча-

стот и непрерывную синфазность по сравнению с результатами, достигнутыми второй компанией.

Заключение

В результате комплексного подхода к моделированию дизайна площадной системы наблюдений, проведению сейсмической съемки и обработки удалось получить качественный сейсмический материал. На основе полученного материала КГМ смог детализировать геологическое строение продуктивных горизонтов и глубокозалегающих отложений палеозоя.

Основываясь на результатах работ, можно отметить, что КГМ получил хороший пророст геологической информации по сейсмическим данным, а именно: уточнены геометрия литологических неоднородностей и граница фундамента, детализированы структурные нарушения и расширен частотный спектр для сейсмической инверсии. По результатам бурения и испытания во всех скважинах в 2021 г.

был получен промышленный приток нефти, который был заложен на основе новых данных 3D ВРС.

На основе проведенных работ и полученного опыта рекомендуется в начале сейсморазведочных работ проводить анализ системы наблюдений полевых работ для выбора оптимального варианта решения геологических задач и выполнять тестирование обработки сейсмических данных разными компаниями на небольшом секторе в рамках пилотных проектов для определения компании-исполнителя. Также рекомендовано полное техническое сопровождение (супервайзинг) при выборе параметров на всех этапах процесса обработки. В процессе супервайзинга следует фокусироваться на этапах статической поправки, шумоподавления, подавления кратных волн, деконволюции и миграции.

Список использованной литературы

1. Технический отчет о выполнении полевых высокоразрешающих сейсморазведочных работ 3D-МОГТ на месторождении Акшабулак в Кызылординской области Республики Казахстан. – г. Кызылорда, ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)», 2020 г., с. 80. // *Tekhnicheskij otchet o vypolnenii polevyh vysokorazreshajushhih sejsmorazvedochnyh rabot 3D-MOGT na mestorozhdenii Akshabulak v Kyzylordinskoj oblasti Respubliki Kazakhstan* [Technical report on the implementation of field high-resolution 3D-CDPM seismic surveys at the Akshabulak field in the Kyzylorda region of the Republic of Kazakhstan]. – Kyzylorda, ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)», 2020, 80 p.
2. http://www.bgp.com.cn/bgpen/SeismicAcquisition/first_common.shtml.
3. Отчет о результатах обработки и интерпретации данных высокоразрешающих сейсморазведочных (ВРС) работ 3D-МОГТ, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» на месторождениях Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный в 2019–2020 гг. – г. Кызылорда, ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan», 2020 г., с. 291. // *Otchet o rezul'tatah obrabotki i interpretacii dannyh vysokorazreshajushhih sejsmorazvedochnyh (VRS) rabot 3D-MOGT, vypolnennyh v predelah kontraktnoj territorii ТОО «SP «Kazgermunaj» na mestorozhdenijah Akshabulak Central'nyj i Akshabulak Juzhnyj v 2019–2020 gg.* [Report on the results of processing and interpretation of high-resolution (HRS) 3D-CDPM seismic surveys data, performed within the contract area of JV Kazgermunai LLP at the Akshabulak Central and Akshabulak Southern fields in 2019–2020] – Kyzylorda, ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan», 2020, 291 p.
4. Калмагамбетов Ж. Сейсмика нефтяного месторождения и направления ее развития в Казахстане. – Материалы V Международной научной геологической конференции «Атырау-2019», г. Атырау, 2019 г., с. 14. // *Kalmagambetov Zh. Sejsmika neftjanogo mestorozhdenija i napravlenija ee razvitija v Kazakhstane* [Seismic of an oil field and the direction of its development in Kazakhstan]. – Materialy V Mezhdunarodnoj nauchnoj geologicheskoi konferencii «Atyraugeo-2019» [Proceedings of the V International Scientific Geological Conference "Atyraugeo-2019"], Atyrau, 2019, 14 p.
5. http://www.bgp.com.cn/bgpen/SeismicAcquisition/first_common.shtml.

ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ БАССЕЙНІНІҢ КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА 3D СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУ ЖҰМЫСТАРЫН ЖОСПАРЛАУ ЖӘНЕ СҮЙЕМЕЛДЕУ ТӘЖІРИБЕСІ

А.Ж. Кенесары¹, М. Колдей², Ж. Исламбердиев²

¹ «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

² «Қазгермұнай» БК» ЖШС, Қызылорда қ-сы, Қазақстан

Сейсмикалық барлау дала жұмыстарын жүргізу технологияларының, деректерді өңдеу және түсіндіру әдістемелерінің қазіргі заманға сай дамуы құрылымдық ерекшеліктерді зерттеу үшін ғана емес, сонымен қатар тау жыныстарының анизотропиясын терең талдау үшін де сапалы материал алуға мүмкіндік береді: литологиялық және петрофизикалық қасиеттердің кеңістіктік гетерогенділігін толық түсіну, сұйықтықтың қанықтылығын болжау, ұсақ тектониканы, таужыныстардың жарықшақтылығының таралу тығыздығы мен геометриясын талдау.

Далалық сейсмикалық барлау жұмыстарын жүргізу және өңдеу кезінде оның барлық кезеңдерінде сапаны бақылау маңызды болып табылады. Сапаны бақылау сейсмикалық барлау жұмыстарын жоспарлау басталғаннан бастап соңғы нәтиже алуға және түсіндіруге дейінгі жұмыстар процесіне тікелей қатысудан тұратынын түсіну қажет.

Бұл мақалада далалық жұмыстарды жоспарлау мен жобалаудан бастап өңдеудің оңтайлы бағаны таңдауға дейінгі сейсмикалық барлауды толық техникалық сүйемелдеудің маңыздылығы қарастырылған, оның нәтижелері айтарлықтай дәрежеде құрылымдық және динамикалық түсіндіруге әсер етеді. Оңтүстік Торғай бассейнінің кен орны үлгісінде сейсмикалық барлау жұмыстарының толық таңдалған дизайны, далалық жұмыстардың жаңа технологияларын пайдалану және деректерді өңдеу, геологиялық-геофизикалық ақпаратты неғұрлым толық алуға мүмкіндік бергендігі көрсетілді. Нәтижесінде 2021ж. жаңа сейсмикалық барлау негізінде салынған барлық ұңғымалар көмірсутектердің өнеркәсіптік ағынын алды.

Негізгі сөздер: сейсмикалық барлау, жоғары ажыратымдылық сейсмикалық барлау, 3D ЖТНӨ, жоғары ажыратымдылық сейсмикалық барлау жұмыстары, далалық жұмыстар, сейсмикалық материалды өңдеу, сейсмикалық деректерді инверсиялау.

EXPERIENCE OF PLANNING AND SUPPORT OF 3D SEISMIC EXPLORATION ON THE EXAMPLE OF A DEPOSIT IN THE SOUTH TORGAY BASIN

A.Zh. Kenessary¹, M. Koldey², Zh. Islamberdiev²

¹ KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

² JV Kazgermunai LLP, Kyzylorda, Kazakhstan

The modern development of seismic fieldwork technologies and data processing and interpretation techniques make it possible to obtain high-quality material not only for studying structural features, but also for in-depth analysis of rock anisotropy: a detailed understanding of the spatial heterogeneity of lithological and petrophysical properties, predicting the nature of fluid saturation, analyzing finely disjunctive tectonics, fracture density and propagation geometry.

Quality control at all stages of the field seismic survey and processing is also important. It is necessary to understand that quality control consists in direct participation in the work process from the beginning of seismic survey planning to obtaining the final result and interpretation.

This article discusses the importance of full technical support for seismic exploration from planning and design of field work for solving the geological problems, to choosing the optimal processing graph, the results of which have a significant effect on structural and dynamic interpretation. On the example of the South Torgay Basin field, the detailed design of seismic surveys, the use of the latest fieldwork and data processing technologies made it possible to

obtain more complete geological and geophysical information. As a result of the work carried out, in 2021, all wells drilled on the basis of the new seismic survey obtained an industrial inflow of hydrocarbons.

Key words: seismic exploration, high-resolution seismic exploration, HRS, 3D-CDPM, fieldwork, seismic data processing, seismic data inversion.

Информация об авторах

***Кенесары Абзал Жұмажанұлы** – руководитель службы развития ресурсной базы разрабатываемых месторождений, *a.kenessary@niikmg.kz*.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Келдей Мейрімбек – заместитель генерального директора по геологии, *mkoldey@kgm.kz*.

Исламбердиев Жарас – ведущий геолог отдела геологии, *zislamberdiyev@kgm.kz*.

ТОО «СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 553.98
МРНТИ 38.53.17**ФОРМИРОВАНИЕ И СОХРАНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ
НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ****Б.М. Куандыков¹, П.Е. Сынгаевский², С.Ф. Хафизов³**¹ «Меридиан Петролеум», г. Алматы, Казахстан² Chevron, Хьюстон, Техас, США³ РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Россия

В статье рассматриваются условия формирования коллекторов, которые сохраняют свои свойства на больших глубинах, а также геологические особенности, которые являются необходимыми для их сохранности при погружении. Поскольку факторы, обеспечивающие сохранность, являются весьма многообразными, их оцифровка – дело довольно сложное; скорее следует говорить об учете множества факторов, сочетание которых, причем не обязательно сразу всех, является достаточным для того, чтобы прогнозировать существование залежей углеводородов, – и, значит, в первую очередь, коллекторов – на глубинах, которые стали технологически доступными, таким образом, расширить диапазон геологического прогноза, который технологически уже обеспечен.

Ключевые слова: сверхглубокие разрезы, терригенные и карбонатные коллекторы, первичная и вторичная пористость, фильтрационно-емкостные свойства.

Введение

Интерес к так называемым «сверхглубоким» разрезам растет во всем мире. В значительной степени это связано с тем, что освоение сверхбольших глубин является очевидной альтернативой «сланцевой» нефти. И те, и другие проекты – «дети» технического прогресса, которые зачастую позволяют реализовывать их в уже освоенных районах. Но в отличие от больших глубин, освоение «сланцевых» месторождений не всегда и не везде возможно в силу, в числе прочего, экологических, законодательных и иных ограничений.

Понятие «сверхглубокие разрезы» меняется во времени. Если в 70–80-е гг., когда этот термин уже существовал, в качестве порога принималась отметка 4000 м, то сегодня мы говорим уже о 6000 м, понимая при этом, что технологически уже уверенно достигнут рубеж 8000 м.

Особый интерес здесь представляет опыт, накопленный в Китае, где работы по освоению больших и сверхбольших глубин проводятся в большинстве нефтегазоносных бассейнов (табл. 1, 2), и доля запасов, связанных с глубокими и сверхглубокими разрезами, неуклонно растет (рис. 1).

Таблица 1. Статистика по разведочным скважинам для разных бассейнов, доля глубоких и сверхглубоких разрезов (объекты глубже 5000 м) и запасы для сверхглубоких (более 6000 м) залежей

| Бассейн и его площадь, км ² | Скважины, 2000–2019 гг., ед. | | | Запасы для сверхглубоких (суммарно), млрд т н.э. | | |
|--|------------------------------|------|---------|--|------------|-------------|
| | ВСЕГО | >5К | >5К (%) | геологические | доказанные | извлекаемые |
| Сонглияо (260 000) | 5 927 | 395 | 6,7 | 1,41 | | 0,73 |
| Бохай Бэй (78 000) | 9 248 | 1740 | 18,8 | 2,43 | | 0,78 |
| Ордос (370 000) | 8 491 | 1107 | 13,0 | 1,91 | | 1,12 |
| Сычуань (229 500) | 3 696 | 2912 | 78,8 | 5,56 | 0,26 | 3,46 |
| Куайдам (120 000) | 2 576 | 111 | 4,3 | | | |
| Джангар (381 000) | 4 849 | 252 | 5,2 | 2,06 | | 0,48 |
| Тарим (530 000) | 1 132 | 1064 | 94,0 | 8,58 | 2,29 | 3,88 |

В бассейнах Тарим и Сычуань с наибольшим объемом запасов доля глубоких скважин превышает 75%. В среднем за год в них было пробурено около 68 сверхглубоких скважин (146 и 53 ед. соответственно [1–3]).

Таблица 2. Распределение глубин основных перспективных интервалов карбонатов [1]

| Обстановки осадконакопления | Бассейн | Возраст | Главные области | Глубины основных объектов, м | Площадь перспективной области (x104 км ²) | Ресурсы природного газа (x1012 м ³) |
|-----------------------------|---|--|--|------------------------------|---|---|
| Палеосклоны и возвышенности | Сычуань | Синан –Кембрий | Древняя структура Гаошити-Мохи | 5500–6500 | 6,0 | 4,0 |
| | | | Лешан-Гулонг | 5000–6500 | 4,0 | 3,0 |
| | | | Палеоподъем Лужоу | 5000–6500 | 2,1 | 1,0 |
| | | | Девняя структура Дожоу-Кайджанг | 6000–7000 | 1,3 | 0,6 |
| | Тарим | Кембрий – Ордовик | Палеоподъем Табей | 5000–8000 | 2,1 | 0,8 |
| | | | Палеоподъем Хетиан | 5000–6500 | 2,6 | 0,8 |
| | | | Древняя структура Тадонг | 5000–7500 | 3,0 | 1,0 |
| | | | Подъем Тажонг-Бачу Гу | 5000–7500 | 2,8 | 1,8 |
| | | | Склон Макаати | 7000–7500 | 0,5 | 0,5 |
| | | | Центральный палеоподъем | 4500–6500 | 3,2 | 3,0 |
| Сычуань | Кембрий – Ордовик | Пологие склоны (запад) | 4500–6000 | 12,0 | 1,0 | |
| | | Подъем Юминг | 4500–6000 | 2,0 | 0,8 | |
| | | Подъем Вейбей | 4500–6000 | 0,8 | 0,5 | |
| | | Трог Лианпинг | 5500–7500 | 4,0 | 2,0 | |
| | Внутри-кратонные рифты и окраинные части карбонатных платформ | Тарим | Трог Хубей-Ченгкой | 5500–6000 | 2,0 | 1,0 |
| | | | Свита Лонгванмао (восток) | 6000–7000 | 1,5 | 0,5 |
| | | | Рифт Деянг-Ануи | 5000–7000 | 1,2 | 0,5 |
| | | | Структура Зонгба | 6500–7500 | 0,2 | 0,3 |
| | | | Структура Вужонгшан-Дахингчанг (юго-запад) | 4000–5000 | 0,2 | 0,1 |
| | | | Окраина Та-Жонг | 5500–7500 | 0,7 | 1,0 |
| Ордос | Ордовик | Окраина платформ Тадонг | 5500–7000 | 0,9 | 0,8 | |
| | | Кембрийская платформа Луннан | 7000–7500 | 0,9 | 0,8 | |
| | | Подъем Манчи | 7000–8000 | 0,5 | 0,3 | |
| | | Юго-западная часть Трог Куинги, окраина Платформа Женгнинг | 4500–6500 | 2,0 | 1,0 | |
| | | | | 6000–7000 | 0,5 | 0,5 |
| | | | | 5500–6000 | 2,2 | 0,5 |

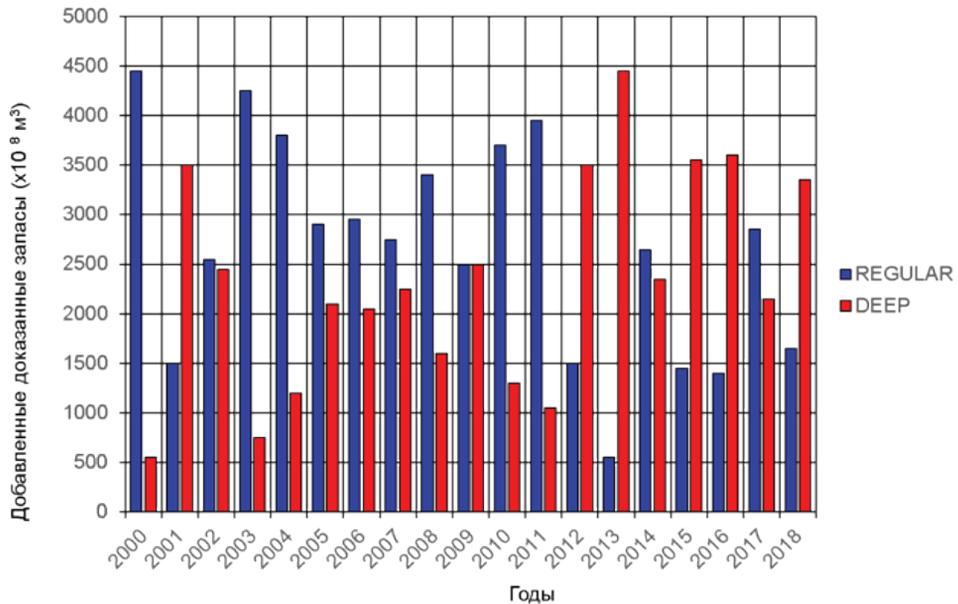


Рисунок 1. Распределение новых доказанных геологических запасов по категориям глубин: обычные и неглубокие разрезы, глубокие и сверхглубокие

Данные по основным 10 передовым прогибам и участкам склонов континентальных бассейнов Китая предоставлены компанией ПетроЧайна [1].

Следует особо отметить, что за последние 10–12 лет Китай совершил настоящий прорыв как в технической области поиска сверхглубоких залежей, так и в теоретическом их обосновании. Материалы, опубликованные для свободного доступа и активно обсуждаемые в различных академических структурах (университетах Северной Америки и Европы), представляют только «верхушку айсберга». Основываясь на опубликованных данных, а также на личном опыте одного из авторов (более 5 лет работы в заливе Бохай Бэй), можно утверждать, что основные исследования в области поиска и разведки новых залежей ведутся конфиденциально и весьма успешно.

В 2019–2021 гг. обозначилось практическое завершение так называемой «сланцевой революции» и уничтожение большинства участвовавших в ней независимых (в основном, североамериканских) нефтяных компаний. Следующее событие, влияющее на перераспределение рынка углеводородов (далее – УВ), будет связано именно с Китайской Народной Республикой и принципиальной сменой её роли – от крупного потребителя к возможному экспортеру. Особенно надо отметить, что

для контроля над ценами – потребителю энергоносителей нужны дешевые ресурсы – достаточно располагать собственными большими запасами.

Особая ценность китайского опыта для Казахстана состоит ещё и в том, что это наиболее наглядный и массовый пример освоения больших глубин в континентальных условиях. Не следует также забывать, что бассейн Тарим является наиболее близким аналогом Прикаспийского бассейна из всех бассейнов по всему миру (более 600).

Ключевым вопросом для больших глубин является сохранность фильтрационно-ёмкостных свойств (далее – ФЕС) коллекторов, в первую очередь, пористости. Порог в 4000 м принимался таковым не только по технологическим соображениям – в те времена достижение таких отметок уже не было проблемой, а, в первую очередь, именно из предпосылки, что ниже этой отметки наличие коллекторов является проблематичным. На Второй Всесоюзной конференции в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности (сегодня – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина) в 1979 г. две трети

докладов были посвящены именно этой проблеме [4]. Тем не менее сегодня геологи научились прогнозировать распространение коллекторов, достаточное для освоения качества на глубинах более 8000 м. Данная статья обобщает опыт таких работ с целью систематизации сведений о критериях, которые способствуют сохранности коллекторов там, где ранее это считалось невозможным.

Основные условия формирования коллекторов

Вопрос прогноза участков с улучшенными ФЕС является, вероятно, наиболее важным для оценки перспективности сверхглубоких разрезов. При этом ключевую роль играет так называемая структура пористости, характеризующая размер, распространение и связанность пустотного пространства. Одним из первых крупных обобщений распределения пористости и проницаемости с глубиной является работа Эхренберга, в которой статистически была обработана обширная база данных, включающая в себя более 35000 значений для терригенных разрезов и 13300 – для карбонатов [5]. На этих материалах можно отметить, что снижение пористости с глубиной для разных разрезов продолжается примерно до 3500–4500 м, после чего наблюдается «выполаживание» тренда, позволяющее экстраполировать значения абсолютной пористости до отметок более 5000–6000 м на уровне 8% для карбонатов и 10% для терригенных разностей.

Наиболее принципиальная разница между двумя типами коллекторов (терригенными и карбонатными) заключается в условиях их формирования (аллохтонных для песчаников и алевролитов и автохтонных для карбонатов) и существенно большей химической активности минеральных компонентов в карбонатах. Эти причины во многом определяют возможные процессы диагенеза и, соответственно, ФЕС при погружении. В связи с этим изменения пластовых температур (и палеотемператур) оказываются значительно более важны, чем абсолютные значения глубин залегания.

И для карбонатных, и для терригенных коллекторов типично снижение разброса значений (P_{90} – P_{10}) с глубиной; во всех случаях средняя пористость обломочных разностей оказывалась больше, чем хемогенных. Мы ожидаем сходного поведения

и для интервалов сверхбольших глубин (>6000 м), при этом карбонатные породы характеризуются существенно большими пропорциями относительного содержания низкопористых разностей (0–6%).

Это подтверждается предварительными результатами выборки по 150 залежам, сделанными на основании аннотаций к публикациям, включенным в базу данных Геофасетс (Geofacets, табл. 3). По имеющейся к настоящему времени в свободном доступе информации, статистически терригенные коллекторы палеозойского возраста выглядят несколько предпочтительнее, чем карбонатные.

В Мексиканском заливе основная часть песчаных разрезов – с проницаемостями от десятков до первых сотен миллидарси, но в отчетах указывают максимальные значения «до . и ниже». В табл. 3 приводятся максимальные значения. Такие величины не являются чем-то необычным и довольно часто встречаются, например, в Западной Сибири: в верхнемеловых частично неконсолидированных песчаниках сеноманского возраста, к которым приурочены гигантские газовые скопления, в нижнеюрских песчаниках шеркалинской свиты (Талинская площадь Краснотенинского месторождения) или верхнеюрских песчаниках Урненско-Усановского месторождения (Уватский проект на юге Тюменской области).

В данном заливе песчаные тела, быстро погружающиеся на значительные глубины в результате оползания склона или отжима солей, могут сохранять полужидкое/неконсолидированное состояние. При этом пластовые воды начинают «поддерживать» зерна матрицы, частично снимая давление вышележащих пород и предотвращая уплотнение. В некоторых прослоях проницаемости из-за аномально высоких пластовых давлений (далее – АВПД) могут достигать очень существенных значений.

Также обращают на себя внимание аномально низкие значения проницаемости в Тариме. Эти исключительно низкие значения определяют проницаемость матрицы, при этом вклад микротрещиноватости (и просто трещиноватости) чаще всего не учитывается из-за особенностей подготовки образцов для лабораторных исследований. Опять-таки, уникальными такие коллекторы не являются. Замеряемые значения проницаемости высокопродуктивных эйфельских (бийских) доломитов

зорованных известняков на Чинаревском месторождении также составляют доли миллиардов. Ещё один пример, приводимый в табл. 3, – Венский бассейн в Австрии.

В условиях глубокого погружения, длительного воздействия высоких пластовых давлений и температур и сложной многостадийной истории тектонических движений, часто встречаемой для палеозойских разрезом, потенциальные коллек-

торы проходят многочисленные стадии диагенетических преобразований (уплотнение, растворение под давлением, цементация), которые уничтожают поровое пространство. Практически все исследователи сходятся на трех основных факторах, определяющих наличие ФЕС: развитие первичной пористости, формирование вторичного пустотного пространства и их сохранение [11].

Таблица 3. Характеристика коллекторов некоторых сверхглубоких месторождений УВ [6–10]

| Название | Год | Характеристика коллектора * | | | | Запасы (дебиты) | |
|---|------|-----------------------------|------------|---------------------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| | | тип флюида | глубина, м | пористость, % | проницаемость, мД | нефть, 10 ⁴ т | газ, 10 ⁸ м ³ |
| Бассейн Сычуань, Китай | | | | | | | |
| Юань | 2007 | Газ, конд | 7427 | 15,4 | | | 56,63 |
| Бассейн Тарим, Китай | | | | | | | |
| Лунтан-1 | 2020 | Нефть, газ | 8200 | 3,3-4,4 | | 134 м ³ /сут | 45,917 м ³ /сут |
| Зонгшен-1 | 2010 | Нефть, конденсат | 6497 | 12,6% | 0,0033 | 9,8 т/сут | 5,4-70,000 м ³ /сут |
| Зонгшен-1 | 2010 | Газ, конденсат | 6671 | 8,8% | 0,003–0,0061 | 7,2–23,86 т/сут | 776–10381 м ³ /сут |
| Бассейн Анадарко (минибассейн Сагсби), США | | | | | | | |
| Миллз Франки | 2006 | Газ | 8083 | 22,3 | | | 112 |
| Венский Бассейн, Австрия [8] | | | | | | | |
| Шонкиршен Т32 | 1967 | Газ | 6009 | 1,7 | 1,32 | | |
| Зистерсдорф УТ1а | 1980 | Газ | 7544 | Выброс газа, авария и ликвидация (К2) | | | |
| Зистерсдорф УТ2А | 1983 | газ | 8553 | 3,0 | 0,001 | 13,6 | 0.08 |
| Маустренк УТ1 | 1984 | Газ и нефть (J3) | 6563 | | | 1986 ИП=нефть | |
| Адерклаа УТ1а | 1985 | газ | 6630 | | | Некоммерческие притоки | |
| Мексиканский Залив, США Мексика | | | | | | | |
| Принцесса | 2000 | Нефть, газ | 9046 | 25 | | 1759,89 | 73,34 |
| К2 | 2004 | Нефть, газ | 7887 | 22 | 2000 | 1428,5 | 33,98 |
| Уано | 2000 | Нефть, газ, конденсат | 7681 | 29 | 505 | 696,75 | 38,82 |
| Плутон | 2000 | Нефть, газ, конденсат | 7176 | 36 | 1496 | 144,61 | 28,72 |
| Мак-Кинли | 2000 | Нефть, газ | 7120 | 36 | | 155,66 | 9,7 |
| Доусон Дип | 2001 | Нефть, газ | 7620 | 35 | 45 | 136,43 | 1,98 |
| Таити | 2002 | Нефть, газ | 8225 | 25 | 2000 | 5457,03 | 57,77 |
| Шензи | 2002 | Нефть, газ | 7356 | 25 | 2000 | 4774,9 | 49,55 |
| Телемарк | 2000 | Нефть, газ | 7159 | 30 | 1778 | 182,81 | 5,67 |
| Озона Дип | 2002 | Нефть, газ | 7030 | 31 | 950 | 682,13 | 9,91 |
| Тонга | 2003 | Нефть, газ | 8289 | 25 | 2000 | 1364,26 | 19,82 |
| Табулар Белз | 2003 | Нефть, газ | 8160 | 30 | 700 | 2728,51 | 39,64 |
| Стиргис | 2003 | Нефть, газ | 7324 | 25 | | 1882,67 | 55,78 |
| Нотти Хед | 2005 | Нефть, газ | 9333 | 25 | | 3069,58 | 38,23 |
| Банзай | 2005 | Нефть | 8082 | 24 | 600 | 2046,38 | 29,73 |
| Пони | 2006 | Нефть, газ | 8823 | 25 | 2000 | 2455,66 | 35,40 |

| Название | Год | Характеристика коллектора * | | | | Запасы (дебиты) | |
|-------------|------|-----------------------------|------------|---------------|-------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| | | тип флюида | глубина, м | пористость, % | проницаемость, мД | нефть, 10 ⁴ т | газ, 10 ⁸ м ³ |
| Каскида | 2006 | Нефть, газ | 8116 | 28 | 200 | 8867,67 | 99,11 |
| Фрейсиан | 2006 | Нефть, газ | 7797 | 28 | 2000 | 1364,26 | 19,82 |
| Цезарь | 2006 | Нефть, газ | 7698 | 25 | 2000 | 1023,19 | 14,72 |
| Джулия | 2007 | Нефть, газ | 7533 | 28 | 200 | 1909,96 | 16,99 |
| Кодиак | 2008 | Нефть, газ | 7975 | 26 | 620 | 682,13 | 9,36 |
| Свобода | 2008 | Нефть, газ | 7134 | 30 | 650 | 2592,09 | 39,64 |
| Самурай | 2009 | Нефть | 8627 | 25 | 2000 | 1239,67 | 16,99 |
| Тибр | 2009 | Нефть | 9426 | 28 | 200 | 8264,46 | 113,27 |
| Вито | 2009 | Нефть, газ | 8523 | 30 | 300 | 1101,93 | 33,98 |
| Шенандоа | 2009 | Нефть, газ | 7628 | 28 | 200 | 2523,87 | 25,49 |
| Хейдельберг | 2009 | Нефть, газ | 7053 | 25 | 2000 | 1296,04 | 16,99 |

Формирование первичной пористости

Обычно обширные участки со значительной первичной пористостью терригенных коллекторов формируются в условиях активной среды, к которым относятся верхние части переработанных дельт, центральные части русел, а в глубоководных условиях – турбидитные системы. Сохранение первичной пористости может быть связано с мономинеральным (преимущественно кварцевым) составом обломочной части, низкой глинистостью, быстрым погружением и формированием АВГД и присутствием УВ.

Особый интерес вызывают песчаные комплексы золового происхождения, которые характеризуются повышенными сортировкой и окатанностью, преимущественно кварцевым составом и очень низким содержанием глинистых компонентов. Очень важную роль также играют хлоритовые пленки на зёрнах кварца. Во время дальнейшего погружения хлоритовая каемка, полностью покрывающая обломочные зерна, препятствует образованию вторичного кварца (кварцевой цементации), сохраняя первичную межгранулярную пористость (более 20%) и проницаемость (сотни миллидарси). Такие отложения способны выдерживать значительные глубины, сохраняя исходные свойства. В Мексиканском заливе, в свите Норфлет юрского возраста, с такими литофациями связаны промышленные запасы нефти, в т. ч. и на значительных отметках 7000–8000 м [12–14].

Перенос золовых разностей ветрами в сторону моря и их последующее перераспределение турбидитными потоками в глубоководье может формировать своеобразные интервалы чередования алевролитовых и глинистых, обогащённых органикой, разностей. Такие комплексы относятся к сложнопостроенным УВ-системам, содержащим в себе как проводящие, так и генерирующие элементы. Мощность отдельных слоев колеблется в широких пределах от долей миллиметров до первых десятков сантиметров. Примером могут служить отложения плоскостного смыва нижнетриасового возраста свиты Монтни (Montney) в провинции Альберта, Канада [15]. Здесь, в так называемых «гибридных» системах мощностью от 150 до 360 м выявлены многочисленные коммерческие запасы нефти (1125 млн барр.), конденсата (14520 млн барр.) и газа (450 млрд куб. фут) [16]. Можно предположить, что золовые и золово-турбидитные (гибридные) литофации карбонового и пермо-триасового возраста будут также развиты в погруженных участках в восточной и северо-восточной частях Прикаспийского бассейна и должны рассматриваться в качестве одного из объектов поисков. Золовые образования с известной долей условности выделяются в восточной части Прикаспийской впадины. К ним могут быть отнесены хорошо отсортированные пески без фауны, содержащие мелкие линзовидные включения кирпично-красных глин типа такырных знаков [17].

Несколько отстоит от основной темы статьи, но является крайне важным экономический аспект разработки таких залежей. Следует отметить, что разработка залежей свиты Монтни, относящейся к так называемым «нетрадиционным» (unconventional) коллекторам, показала удивительную «стойкость» к колебаниям цен на УВ. В 2018–2019 гг. отметка «безубыточности» (break-even price) примерно равнялась 25 долл. США/барр., но при определенных изменениях налогообложения (льготах), предложенных правительством Канады (21 октября 2020 г.), опускалась и до 16 долл. США/барр. Это самая низкая break-even price из всех сланцевых проектов. Также высокую эффективность демонстрирует и проект освоения глубокозалегающих эоловых песчаников свиты Норфлет. Все это свидетельствует о том, что прогноз развития эоловых песчаников, распространение которых существенно шире, чем обычно предполагается, является важной задачей при прогнозировании глубокозалегающих залежей.

Для карбонатных разностей присутствие интервалов, сформировавшихся в условиях высокой (волновой) энергии, также является критическим фактором на их начальных стадиях. Такие условия связаны с комплексами окраин карбонатных платформ и рифовыми побережьями, которые могут занимать обширные пространства. По данным бурения на месторождении Янгба, эти отложения покрывают площадь по крайней мере в 350 км², а их начальная пористость до уплотнения достигала 40% [18].

Формирование вторичной пористости

Вторичная пористость в сверхглубоких разрезах присутствует и в терригенных, и в карбонатных разностях, однако для хемогенных образований она играет определяющую роль. В формировании вторичного пространства, как правило, абсолютно доминирующую роль играют растворение и трещиноватость. И в терригенных, и в карбонатных породах процессы растворения активизируются при смене пластовых вод, особенно в присутствии более горячих, гидротермальных рассолов. Однако, помимо растворения, горячие воды также вызывают формирование вторичных глинистых минералов, кварцевую и/или кальцитовую цементацию. Дополнительные улушения

ФЕС часто связывают с органическими кислотами, выделяющимися при трансформации органического вещества [19]. В карбонатных коллекторах, кроме упомянутых, значительную роль играют процессы вторичной доломитизации. Сходные условия формирования коллекторов описываются и в свите Элленбургер (Пермский мега-бассейн, Техас), где залежи УВ выявлены в обширном интервале глубин, в т.ч. и для интервала глубин в 6600–6800 м [20].

Растворение – основной механизм формирования вторичной пористости в карбонатных разностях. Оно чаще всего происходит, когда породы подвергаются воздействию пресных, соленых и/или горячих гидротермальных вод. Для отложений рифовых окраин такое разрушение начинается практически одновременно с их образованием [21]. Карбонатные образования окраинных платформ и внутриплатформенных областей располагаются на приподнятых участках и исключительно чувствительны к колебаниям уровня моря. Во время частых подъёмов и падений рифовые образования и участки карбонатных побережий выходят на поверхность, выветриваются и подвергаются разрушению метеорными водами [22]. Эти преобразования характеризуются изменениями изотопного состава углерода и кислорода, а также обилием участков с порами растворения, формирующими неоднородную структур будущих коллекторов.

Процессы эпигенетического карстообразования, развивающиеся вдоль крупных несогласий, часто являются ключевым фактором формирования массивов коллекторов. Обширные участки растворения под эрозионными поверхностями могут затрагивать интервалы до первых сотен метров. Многочисленные залежи глубоких и сверхглубоких месторождений континентальных областей Китая были выявлены именно в таких разностях (рис. 2).

Дополнительно к этим изменениям при погружении на значительные глубины начинаются процессы растворения подземными флюидами. Органические кислоты, полученные при преобразовании органики, и другие компоненты могут взаимодействовать с участками карбонатной цементации и зернами матрицы (полевыми шпатами и некоторыми обломочными фрагментами), формируя вторичные поры. Однако эти же процессы могут приводить к образованию глинистых компонентов и

вторичной (кварцевой) цементации. В случае если продукты растворения не выйдут из коллектора, они могут частично

или полностью изолировать новообразованное пустотное пространство [24].

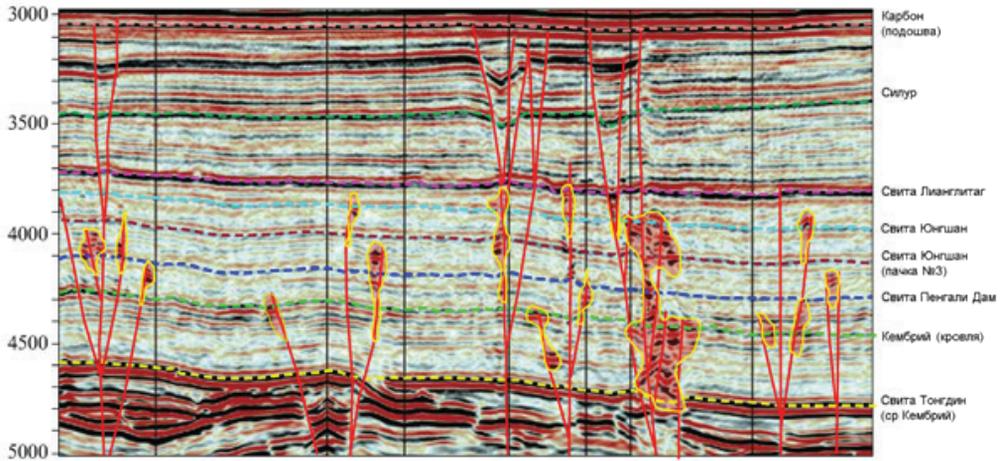


Рисунок 2. Интерпретация сейсмического профиля (композит) через область Табей-Тажонг с карбонатными коллекторами карстовых областей, контролируемые разломами

Отметка в 4500 мсек примерно соответствует глубине 8000 м. Цветом выделены основные опорные горизонты и аномалии, предположительно связанные с УВ в карстовых образованиях [23]

Существуют весьма разнообразные точки зрения на влияние этих процессов на карбонатные образования. Большая часть исследователей склоняется к тому, что растворение, связанное с органически-

ми кислотами, CO_2 , H_2S и гидротермальными флюидами, является критическим фактором в формировании сверхглубоких коллекторов.

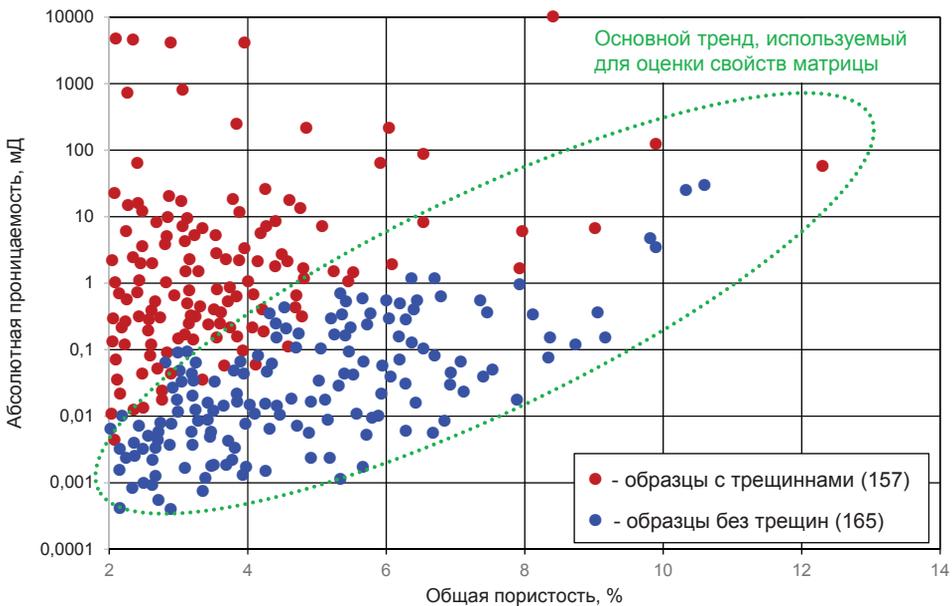


Рисунок 3. Связь пористости и проницаемости сверхглубоких карбонатных коллекторов пластов Денг-IV в бассейне Сычуань [25]

Карбонатные (в т.ч. с трещинами растворения) разности всегда содержат 2% и более связанной воды.

Вторым по значимости процессом считают формирование микро- и макротрещиноватости. Связанные с тектоническими подвижками разрывы не только увеличивают пористость системы, но и обеспечивают существенное повышение её проницаемости (рис. 3). Они также могут обеспечивать подток глубинных флюидов различного состава, которые на определенных этапах развития системы вызывают растворение. Преобразование керогена, генерация и разрушение нефти в пластовых условиях всегда приводят к образованию участков микроАВПД и растрескиванию материнской породы. При наличии большого числа микротрещин система становится весьма проницаемой. Месторождение Янгба находится на относительно стабильном участке северной оконечности депрессионной части бассейна Сычуань, для которой характерна незначительная степень структурно-тектонических деформаций. Эти условия нельзя считать предпочтительными для развития трещиноватости. Однако доломитовые коллекторы месторождения содержат густую сеть микротрещин с незначительными углами наклона и не связанной с региональными тектоническими напряжениями ориентировкой [2]. Направленность развития является дендритовой, радиальной или пересекающейся, и подавляющая часть заполнена пиробитумами. На участках, представленных породами-неколлекторами известнякового состава, такие трещины отсутствуют. В этом случае микротрещиноватость доломитовых разностей связана с АВПД, вызванным разрушением нефти, которое в верхнеюрское и нижнемеловое время доходило до коэффициента 2,19.

Еще одним важным фактором является доломитизация – процесс, при котором на начальной стадии открытия поровой системы происходит замещение Ca^{2+} на Mg^{2+} , приводящее к уменьшению объема кристаллической матрицы. Помимо этого, дополнительным преимуществом является преобразование структуры карбонатной породы, которая становится значительно более стойкой к воздействию уплотнения. Поэтому, по сравнению с известняками, поровое пространство в доломитовых разностях значительно лучше сохраняется. Также преимуществом является хрупкость доломитов, которые более других карбонатных разностей подвержены трещиноватости. Все это позволило утверждать, что

в рассматриваемых разрезах континентального Китая доломитовые разности являются предпочтительными для развития глубоких и сверхглубоких коллекторов [26]. Типичным примером являются разрезы свиты Чангхинг (Changxing), в коллекторах которой было обнаружено крупное газовое месторождение Янгба. Зона лучших коллекторов в упомянутых среднедевонских отложениях на Чинаревском месторождении в Северной бортовой зоне Прикаспийской синеклизы также связана с обширным распространением процессов доломитизации.

Основные условия сохранности коллекторов

Столь же важными, как и развитие вторичной пористости, являются процессы сохранения первичного и вторичного пустотного пространства. Основные факторы, отвечающие за это, относятся как к карбонатным, так и терригенным разностям:

- низкий геотермальный градиент (низкие температуры – низкая активность различных компонент, разрушающих обломочную часть и/или переоткладывающих вторичные минералы, уничтожая поровое пространство и поровые каналы);
- наличие эвапоритов (солей), снижающих как давление вышележащих толщ, так и температуру;
- быстрое захоронение на значительную глубину. Как дополнительный вариант – сначала медленное захоронение на незначительных глубинах: при первоначальном медленном захоронении образуются глинистые (хлоритовые) корки или покровы зерен, которые помогают замедлить вторичные процессы, при последующем быстром захоронении (например, Мексиканский залив) вторичные процессы не успевают значительно изменить породу и особенно структуру порового пространства. А в коллекторах, оказавшихся на значительной глубине и в «изоляции», высоки шансы образования АВПД, которое замедляет диагенетические процессы);
- мономинеральный (преимущественно кварцевый для терригенных разностей) состав обломочной части. В качестве примеров можно привести:
 - все объекты свиты Норфлет: Мексиканский залив и побережье залива, возраст – юра;

- песчаники свиты Тускалуса побережье Мексиканского залива (возраст – мел);
- одновозрастные разрезы Северного моря (свита Агат) и Пакистана (нижняя часть формации Гору);
- песчаники в южной и юго-западной частях Баренцева моря (Т2-Т3);
 - ранняя цементация, в т. ч. глинистым цементом. Карбонатный коллектор нарастает на зернах, часто регенерируя их, и изолирует поры, блокируя поровые каналы. Глинистые корки формируются настолько мелкими частицами, что их вклад в уменьшение диаметра каналов и снижение проницаемости незначителен. При этом состав играет роль: так «работает» только хлорит, другие глинистые минералы (каолинит, иллит) при их образовании снижают ФЕС значительно более эффективно;
 - формирование АВПД;
 - раннее поступление УВ.

Особенное влияние оказывают ранние процессы миграции УВ. Помимо поступления с ними целого ряда агрессивных компонентов (H_2S , CO_2), они меняют состав пластовой (в т.ч. капиллярно связанной) воды, делая её слабощелочной, что существенно останавливает процессы цементации, позволяя сохранить первичную или вторичную пористости [27]. В некоторых случаях УВ могут частично или полностью менять гидрофильность поверхности порового пространства. Это чаще отмечается для случаев термального разложения нефти на глубине и образования так называемых пиробитумов. В такой ситуации формирование вторичных минералов типа кварца или доломита существенно уменьшается.

Формирование и сохранение залежей УВ на сверхбольших глубинах

Статистика, приводимая по китайским сверхглубоким разрезам, показывает, что большинство залежей УВ крупного и среднего размера находятся в непосредственной близости от их основного источника [2]. Вероятно, это объясняется тем, что в такой ситуации пути миграции сравнительно небольшие, а интенсивность поступления УВ высока. Газовые залежи м. Янгба, обнаруженные в литофациях рифового побережья и окраины карбонатной платформы, находятся в непосредственном контакте с нефтематеринскими толщами пермско-

го возраста в свитах Далон и Вуйджапинг [28]. Свита Вуйджапинг (Wujiaping), в частности, характеризуется большими мощностями (30–80 м) и повышенным содержанием морской органики типа IIA – до 2 (вес. %). Согласно моделированию развития этой УВ системы, эти породы достигли пика генерации УВ в нижнеюрское время. Одновременно коллекторы по латерали переходят в обогащённые органикой литофации свиты Далон, которые являются их возрастным эквивалентом. Этот непосредственный контакт с потенциальным источником УВ повышает перспективность системы. Сходная ситуация отмечается и в бассейне Тарим, где песчаные разности области Кешен-Дабей мелового возраста залегают на триасовой нефтематеринской толще депрессии Кука.

Сохранность генерированных УВ, помимо наличия потенциального коллектора, обеспечивается присутствием покрывки. Для палеозойских пород необходимым условием сохранения изолирующих свойств будет являться относительная тектоническая стабильность. Исключением являются некоторые эвапориты (соли), присутствующие во многих бассейнах (Прикаспийском, Тарим, Мексиканском заливе и др.), которые благодаря своей пластичности сохраняют изолирующие свойства и служат практически абсолютными покрывками. Для рассматриваемых разрезов было предложено использование понятие «продолжительной сохранности УВ», которое может обосновывать наличие коммерческих залежей в различных (сложных) структурно-стратиграфических условиях. Месторождение Янгба перекрыто мощной толщей гипса (300–600 м), а в области Кешен-Дабей развита региональная толща эвапоритов и глинистых разностей палеогенового возраста от 100 до 1000 м. Давление на разрыв в этих разностях, измеренное в лабораторных условиях, достигает 60 МПа, что позволяет относить их к исключительно надежным покрывкам.

Открытия в основных нефтегазоносных бассейнах Китая сделаны в самых разных коллекторах, как карбонатных (карбонаты окраины и побережья рифовой платформы, побережья/пляж, трещиноватые (и микротрещиноватые) карбонаты, карсты, коры выветривания карбонатных массивов, доломиты), так и в терригенных, например, в терригенные разностях дель-

тогово комплекса (табл. 4). Возраст пород коллекторов имеет очень широкий временной интервал от ордовика до палеогена (табл. 5). Типизация разрезов приводится в табл. 6. При этом получаемые результаты

из всех разностей являются промышленно значимыми. Сводка результатов бурения сверхглубоких скважин на структурах в бассейне Тарим приведена в табл. 7.

Таблица 4. Характеристика литофаций сверхглубоких залежей в бассейнах Сычуань и Тарим

| Бассейн | Месторождение/скважина | литофации |
|---------|---|--|
| Сычуань | Янба, свиты Фейхиангуан (Т1), и Чангхин (РЗ) | Карбонаты окраины и побережья рифовой платформы на глубинах 6500–7110 м, пористость 5,2% (Р50) |
| | Свита Лейкоупо (Карбона) | Доломиты (доломититы); 6000+ м |
| Тарим | Скв. Тажонг № 1 (Ордовик) Скв. Тажонг № 2 (Карбон) | Карбонаты рифовой платформы Карбонаты побережья/пляж |
| | Тахи, Ханилкатам, Луннан и Лангу (Ордовик) Скв. Ташен № 1 (Кембрий) Скв. Ташен № 3 (О1-2) | Карст, кора выветривания карбонатных массивов Доломиты; 8408 м (нефтепроявления) Кора выветривания; 6168,24–6724 м (нефть) |
| | Шунбей (Ордовик) Скв. Шунбей – 1СХ Скв. Шантао № 1 (Ордовик) | Трециноватые (и микротрециноватые) карбонаты 6300 м, нефть 7874 м, газ |
| | Кешен-Дабей, Скв. Кешен-902, (Мел) Скв. Бози № 1 | Терригенные разности дельтового комплекса; 8038 м 7014 м |
| | Скв. Жонгшен № 1, свита Хиаорб-лак (Кембрий) Скв. Жонгшен № 5 | Трециноватые карбонаты; 6,861-6,944 (газ) 6562–6671 м (конденсат) |

Таблица 5. Результаты испытаний некоторые сверхглубоких скважин Китая

| Скважина | Возраст | Литология | Интервалы, м | Описание испытаний | Приток | |
|--------------------------|---------|-----------|--------------|-----------------------------|--------------|--|
| | | | | | нефть, т/сут | газ, 10 ⁴ м ³ /сут |
| Бассейн Тарим | | | | | | |
| Репу 3 | О | карбонаты | 6977–7045 | Открытый ствол, 4 мм штуцер | 95,3 | 3,9 |
| Жонгу 16 | О | карбонаты | 6224–6226 | 6 мм штуцер | 154,4 | 5,4 |
| Гученг 6 | О | карбонаты | 6144–6169 | 8 мм штуцер | | 26,4 |
| Туопу 39 | О | карбонаты | 6950–7110 | 3,5 мм штуцер | 96,2 | 1,07 |
| Кешен 2 | К | песчаники | 6573–6697 | ГРП, 8 мм штуцер | | 46 |
| Дабей 3 | Рg | песчаники | 7058–7091 | ГРП, 6 мм штуцер | | 41,6 |
| Бози 1 | К | песчаники | 7014–7084 | 5 мм штуцер | 29,5 | 24,5 |
| Дабей 302 | К | песчаники | 7209–7244 | 10 мм штуцер | | 116,15 |
| Бассейн Сычуань | | | | | | |
| Лонганг 1 | Р | карбонаты | 6218–6240 | Кислота, открытый ствол | | 187 |
| Лонганг 11 | Р | карбонаты | 6135–6415 | Кислота, открытый ствол | | 331 |
| Бассейн Бохай Бэй | | | | | | |
| Ньюдонг 1 | О | карбонаты | 5641–6027 | Кислота, ГРП | 642,9 | 56,3 |

Таблица 6. Типизация коллекторов сверхглубоких разрезов [2]

| Основные литофации | Возраст | Бассейны, и основные открытия |
|--|-----------|---|
| Карбонатный | | |
| Окраины карбонатной платформы, рифовые побережья | P3-T1 и O | Бассейн Сычуань, м. Янба, свиты Чангхинг и Фейхиангуан Бассейн Тарим, структура Тажонг, скв. 1 |
| Побережье (обломочный пляж) | C | Бассейн Тарим, структура Тажонг, скв. 4 |
| Доломиты | C | Бассейн Сычуань |
| Карстовая кора выветривая | O-S | Бассейн Тарим, структуры Тахи, Ханилкатам, Луннан, Лунгу |
| Связанные с разломом зоны трещиноватости | O-S | Бассейн Тарим, м. Шунбэй |
| Терригенный | | |
| Дельтовый комплекс | K | Бассейн северный Тарим, м. Кешен-Дабэй |

Таблица 7. Основные результаты сверхглубокого бурения в бассейне Тарим [29]

| Структура | Свита | Тип коллектора | Глубина залегания, м | Скважины | Год открытия | Результаты опробования |
|-----------------------------|---|--|----------------------|-----------------------|--------------|--|
| Выступ Башня | Юнгшан (Ордовик) | Песчанистые известняки | 5300–7000 | TZ169, ZG10, Z1, SUN7 | 2003 | SUN7 6819,31 – 6912,0 м, нефть = 20,4 м³/сут и газ = 110,871 м³/сут, на 4 мм штуцере |
| Подъем Шая (глубокая часть) | Юниян (ε-O ₂) | трещинный | 6000–8408 | TS1, YQ6 | 2010 | TS1 6800 – 7358 м, приток воды = 26,27 м³/сут |
| Склон Мехетти | Пенглайба (O ₁) | Кавернозные доломиты | 6400–6900 | YB5, YB7 | 2012 | YB7, 6290–6414 м, нефть = 41,56 м³, на 12 мм штуцере |
| Выступ Башня | Подсолевой Кембрий | Пористые доломиты | 5500–8000 | TC1, ZS1, MB1, BT5 | 2012 | ZS1 6861–6944 м, газ = 216,677 м³/сут на 6 мм штуцере |
| Руины Древнего Города | Вутонг (O ₁ – O ₂) | Доломиты с гидротермальной трещиноватостью | 6000–6700 | GL1, GC6 | 2012 | GC6 6144–6169 м, газ = 26,4×104 м³/сут на 8 мм штуцере, пластовое давление 30,4 МПа |
| Подъем Сая (южный) | O ₂ | карст | 6500–7500 | YJ1X, YJ2X | 2012 | YJ1X, нефть (безводная) = 102,5 т/сут и газ = 46,319 м³/сут на 4 мм штуцере, давление (нефт. части) = 37,9 МПа |
| Сантокл (южный) | Пенглайба (O ₁) | Известняки с гидротермальной трещиноватостью | 6400–7200 | SN4, SN5 | 2013 | SN5 7176–7184 м, открытый ствол, фонтан газ = 121,1–165,8 ×104 м³/сут |
| Сантокл (северный) | В кровле O ₂ | Известняки с гидротермальной трещиноватостью | 7658 | ST1 | 2015 | ST1, 7658 м, газ, максимальный суточный приток = 35,8×104 м³ |

Таблица 8. Некоторые сверхглубокие скважины, м. Шунбей, бассейн Тарим [30]

| Скважина | Дата | Забой (MD, м) | Скважина | Дата | Забой (MD, м) |
|-----------------|---------|---------------|---------------------|---------|---------------|
| Шунбей – 7 | 2017-10 | 8121 | Шунбей – 5-12Н | 2019-02 | 8424,05 |
| Шунбей – 5-4Н | 2017-11 | 8064,23 | Шунбей – 5-9 | 2019-03 | 8411 |
| Шунбей – 5-6 | 2018-11 | 8026 | Шунбей – 1-20Н | 2019-02 | 8191,1 |
| Шунбей – 1-10Н | 2018-01 | 8225,4 | Шунбей – 5-10 | 2019-03 | 8143 |
| Шунбей – 51Х | 2018-04 | 8239,3 | Шунбей – 5-8 | 2019-02 | 8024 |
| Шунбей – 501 | 2018-09 | 8360 | Шунбей – 5-11Н | 2019-03 | 8014 |
| Шунбей Фонг – 1 | 2018-10 | 8450 | Шунбей Фонг -1 | 2019-02 | 8588 |
| Шунбей 1-16Н | 2018-11 | 8002,54 | Шунбей Фонг – 1-17Н | 2019-04 | 8219,86 |
| Шунбей 5-5 | 2018-12 | 8520 | Чуан Шен – 1 | 2019-07 | 8420 |
| Шунбей 1-15 | 2018-12 | 8010 | Лун Тан – 1 | 2019-07 | 8882 |

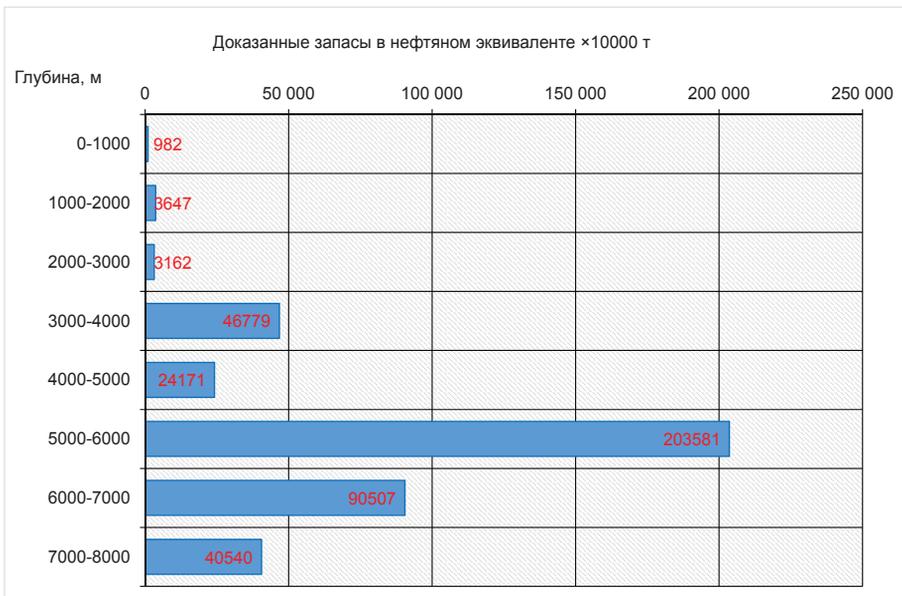


Рисунок 4. Распределение доказанных геологических запасов бассейна Тарим по глубине [30]

Таким образом, на данный момент на практике доказано существование и сохранность коллекторов на глубинах 8000 м. Скважины, пробуренные за последние 5 лет, например, на месторождении Шунбей в бассейне Тарим, стабильно имеют забои на отметках, превышающих этот порог (табл. 8). Глубины, определяемые здесь как верхняя граница сверхглубоких разрезов (6000 м), постепенно становятся вполне конвенциональными. Это уже привело к тому, что, например, в бассейне Тарим 71% (2,94 из 4,13 млрд т н.э.) доказанных запасов приходится на интервал 5000–7000 м (рис. 4).

Прогноз коллекторов на больших глубинах сопряжен с целым рядом слож-

ных динамических реконструкций, но в целом является вполне осуществимым. Основным здесь является именно оценка динамики процесса – формирование первичной, а затем вторичной пористости, а также условия ее сохранности в процессе погружения. Наличие углеводородов в поровом пространстве также играет очень важную роль. Поскольку все эти процессы, включая преобразования УВ в коллекторе, тесно переплетены и многократно перекрываются, такой прогноз всегда будет неоднозначным. Но, как показывает опыт во многих регионах мира, в первую очередь в Китае, системный подход позволяет добиться хороших результатов.

Список использованной литературы

1. Jian Li, She Yuanqi, Gao Yang, Yang Guiru, Li Mingpeng, Yang Shen. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China. – China Petroleum exploration, 2019, vol. 24, no. 4.
2. Xusheng Guo, Dongfeng Hu, Yuping Li, Jinbao Duan, Xuefeng Zhang, Xiaojun Fan, Hua Duan, Wencheng Li. Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/Gas Exploration. – ScienceDirect, Engineering, 2019, p. 458–470. DOI: 10.1016/j.eng.2019.01.012. 5.
3. Chunchun Xu, Weihong Zou, Yueming Yang, Yong Duan, Yang Shen, Bing Luo, Chao Ni, Xiaodong Fu, Jianyong Zhang. Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China. – Journal of Natural Gas Geoscience, 2018, no. 3, p. 11–24. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2018.03.004>.
4. Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – Тезисы докладов II Всесоюзной конференции. МИНХ и ГП им. Губкина, 1978, 218 с. // Kollektory nefti i gaza na bol'shikh glubinah [Deep oil and gas reservoirs]. – Tezisy dokladov II Vsesojuznoi konferencii [Abstracts of the II All-Union Conference]. MINH i GP im. Gubkina, 1978, 218 p.
5. Ehrenberg S.N. and Nadeau P.H. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. AAPG Bulletin, 2005, v. 89, no. 4, pp. 435–445. DOI: 10.1306/11230404071.
6. <https://ihsmarkit.com/product-type/consulting.html> (платный сервис).
7. <https://www.elsevier.com/solutions/geofacets> (платный сервис).
8. Strasser E. Applicability of Ultra-Deep Vienna Basin Drilling Experience for Future Exploration Requirements. – Master Thesis. Montanuniversität Leoben (Anwendbarkeit von Bohrerfahrungen im übertiefen Wiener Becken für zukünftige Erkundungsbohrungen), 2015 (<https://pure.unileoben.ac.at/portal/en/>).
9. Tian Jun, Yang Haijun, Wu Chao, Mo Tao, Zhu Wenhui, Shi Lingling. Discovery of Well Bozi 9 and ultra-deep natural gas exploration potential in the Kelasu tectonic zone of the Tarim Basin. – Natural Gas Industry, 2020, 40(1), p. 11–19 (in Chinese).
10. Li Jianzhong, Tao Xiaowan, Bai Bin, Huang Shipeng, Jiang Qingchun, Zhao Zhenyu, Chen Yanyan, Ma Debo, Zhang Liping, Li Ningxi, Song Wei. Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China. – Petroleum Exploration and Development, 2021, v. 48, Issue 1, p. 60–79 (online English edition of the Chinese language journal).
11. Heydari E. Porosity loss, fluid flow, and mass transfer in limestone reservoirs: application to the Upper Jurassic Smackover Formation, Mississippi. – AAPG Bull 2000, 84(1), 100–18.
12. Godo T. The Smackover-Norphlet Petroleum System, DeepWater Gulf of Mexico: Oil Fields, Oil Shows, and Dry Holes. – Gulf Coast Association of Geological Societies, 2019, 8, pp. 104–152.
13. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С. Ф. Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных месторождений Мексиканского залива. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2021, т. 3, № 1, с. 3–26. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi88859>. // Iskaziev K.O., Syngaevskii P.E., Hafizov S. F. Neft' na bol'shikh glubinah. Zalezhi offshornyh mestorozhdenii Meksikanskogo zaliva [Deep oil. Offshore deposits of the Gulf of Mexico] – Vestnik neftegazovoj otrasli Kazakhstana [Kazakhstan journal for oil & gas industry], 2021, v. 3, No. 1, pp. 3–26. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi88859>.
14. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С. Ф. Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных месторождений Мексиканского залива в отложениях свиты Норфлет, История освоения и перспективы. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2021, т. 3, № 2, с. 3–20. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi89466>. // Iskaziev K.O., Syngaevskii P.E., Hafizov S. F. Neft' na bol'shikh glubinah. Zalezhi offshornyh mestorozhdenii Meksikanskogo zaliva v otlozhenijah svity Norflet, Istorija osvoenija i perspektivy [Deep oil. Offshore deposits of the Gulf of Mexico in the Norflet Formation, The History of development and prospects]. Vestnik neftegazovoj otrasli Kazakhstana [Kazakhstan journal for oil & gas industry], 2021, v. 3, No. 2, pp. 3–20. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi89466>.
15. Zonneveld J –P., Golding M., Moslow T.F., Orchard M.J., Playter T., Wilson N. Depositional framework of the Lower Triassic Montey Formation, west-central Alberta and north-

eastern British Columbia. – Canadian Society of Petroleum Geologists, Canadian Society of Exploration Geophysicists, Joint Annual Meeting, Abstracts, 2011, p. 1–4.

16. National Board of Canada, 2020 (<https://www.canada.ca/en.html>).

17. Липатова В.В., Волож Ю.А., Самодуров В.И., Светличная Э.А. Триас Прикаспийской впадины и перспективы его нефтегазозности. – Труды ВНИГНИ, Недра, 1982, вып. 236М, 152 с. // Lipatova V.V., Volozh Ju.A., Samodurov V.I., Svetlichnaja Je.A. Trias Prikaspijskoj vpadiny i perspektivy ego neftegazonosnosti [Triassic of the Caspian depression and the prospects for its oil and gas potential]. – Trudy VNIGNI, Nedra, 1982, vyp. 236M, 152 p.

18. Guo Xs, Hu Df, Li Yp, Duan Jb, Ji Ch, Duan H. Discovery and theoretical and technical innovations of Yuanba gas field in Sichuan Basin. – SW China, Pet Explor Dev, 2018; 45(1), pp. 14–26.

19. Surdam R.C., Boese S.W., Crossey L.J. Role of organic and inorganic reactions in development of secondary porosity in sandstones: abstract. – AAPG Bull., 1982, 66, 635 p.

20. Dutton, S. P., Kim, E. M., Broadhead, R. F., Breton, C. L., Raatz, W. D., Ruppel, S. C., and Kerans, Charles, 2005, Play analysis and digital portfolio of major oil reservoirs in the Permian Basin: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Report of Investigations No. 271, 287 p.

21. Sarg J.F. Oil and Gas Reservoirs and Coral Reefs. In: Hopley D. (eds) Encyclopedia of Modern Coral Reefs. Encyclopedia of Earth Sciences Series. – Springer, Dordrecht, 2011. DOI: https://doi.org/10.1007/978-90-481-2639-2_121.

22. Ngia N.R., Hu M. & Gao D. Hydrocarbon reservoir development in reef and shoal complexes of the Lower Ordovician carbonate successions in the Tazhong Uplift in central Tarim basin, NW China: constraints from microfacies characteristics and sequence stratigraphy. – J Petrol Explor Prod Technol, 2020, 10, p. 2693–2720. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00936-y>.

23. Haiqing He, Fan Tuzhi, Guo Xujie, Yang Tao, Zheng Min, Huang Fuxi, Gao Yang, 2021. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan. – China Petroleum Exploration, 2021. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.01.002.

24. Aschwanden L., Larryn W.D., Martin M., Donald W.D. Creation of Secondary Porosity in Dolostones by Upwelling Basement Water in the Foreland of the Alpine Orogen. – Geofluids, 2019, 23 p. DOI: <https://doi.org/10.1155/2019/5210404>.

25. Lu Wang, Yongming He, Xian Peng, Hui Deng, Yicheng Liu, Wei Xu, 2020. Pore structure characteristics of an ultradeep carbonate gas reservoir and their effects on gas storage and percolation capacities in the Deng IV member, Gaoshiti-Moxi Area, Sichuan Basin, SW China. – Marine and Petroleum Geology, 2020, 111, p. 44–65. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.08.012.

26. Zhang X.F., Shi K.B., Liu B., Yang Y.K., Wang J.Q. Retention processes and porosity preservation in deep carbonate reservoirs. – Geol Sci Tech Info, 2014; 33 (02), p. 80–5. (in Chinese).

27. Guo Xs, Guo Tl, Huang Rc, Chen Zq. Reservoir development characteristics and prediction technologies of large Puguang–Yuanba gas field. – Eng Sci, 2010, 12(10), p. 82–90. (in Chinese).

28. Guo Xs, Hu Df, Li Yp, Duan Jb, Ji Ch, Duan H. Discovery and theoretical and technical innovations of Yuanba gas field in Sichuan Basin, SW China. – Pet Explor Dev 2018; 45(1), p. 14–26.

29. He Zl, Jin Xh, Wo YJ, Li Hl, Bai Zr, Jiao Cl, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration domains of ultra-deep marine carbonates in China. – China Petro Explor, 2016, 21(1), p. 3–14. (in Chinese).

30. Li Yang, Xue Zhaojie, Cheng Zhe, Jiang Haijun, Wang Ruyue. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China. – China Petroleum Exploration, 2020. DOI:10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005 (in Chinese).

ҮЛКЕН ТЕРЕҢДІКТЕ КОЛЛЕКТОРЛАРДЫ ҚАЛЫПТАСТЫРУ ЖӘНЕ САҚТАУ

Б.М. Қуандықов¹, П.Е. Сынгаевский², С.Ф. Хафизов³

¹ «Меридиан Петролеум», Алматы қ-сы, Қазақстан

² Chevron, Хьюстон, Техас, АҚШ

³ Губкин атындағы мұнай және газ РМУ, Мәскеу қ-сы, Ресей

Мақалада үлкен тереңдікте өз қасиеттерін сақтайтын коллекторларды қалыптастыру шарттары, және де оларды батыру кезінде сақтау үшін қажетті болатын геологиялық ерекшеліктері қарастырылады. Қауіпсіздікті қамтамасыз ететін факторлар өте алуан түрлі болғандықтан, оларды цифрландыру өте күрделі мәселе; керісінше, көптеген факторларды ескеру туралы айту керек, олардың үйлесуі бірден бола бермейді, бұл технологиялық қол жетімді болған тереңдікте көмірсутектер кен орындарының болуын болжау үшін жеткілікті болып табылады (демек, бірінші кезекте коллекторлар), яғни технологиялық тұрғыдан қамтамасыз етілген геологиялық болжамның ауқымын кеңейту.

Негізгі сөздер: аса терең қималар, терригенді және карбонатты коллекторлар, бастапқы және қайталама кеуектілік, сүзгілі-сыйлымдылық қасиеттері.

FORMATION AND PRESERVATION OF RESERVOIRS AT GREAT DEPTH

B.M. Kuandykov¹, P.E. Syngaevskii², S.F. Hafizov³

¹ "Meridian Petroleum", Almaty city, Kazakhstan

² Chevron, Houston, Texas, USA

³ Russian State University of oil and gas named after Gubkina, Moscow, Russia

The article comprises of the conditions for the formation of reservoirs that retain their properties at great depths, as well as the geological features that are necessary for their safety during subsidence. Since the factors that ensure preservation are very diverse, their digitization is quite difficult; rather, we should say on considering many factors, the combination of which, and not necessarily all at once, is sufficient to forecast the existence of hydrocarbon deposits (and therefore, first of all, reservoirs) at depths that have become technologically accessible, that is, to expand the range geological forecast, which is technologically achieved.

Key words: ultra-deep sections, terrigenous and carbonate reservoirs, primary and secondary porosity, reservoir properties.

Информация об авторах

Қуандықов Балтабек Муханович – профессор, президент,
bmku@meridian-petroleum.kz.

АО «Меридиан Петролеум», г. Алматы, Казахстан

Сынгаевский Павел Евгеньевич – докт. PhD, старший советник-петрофизик,
pavel.syngaevsky@chevron.com.

Global Unconventional Exploration (Глобальная разведка нетрадиционных ресурсов) at Noble Energy (в настоящее время – North-Mid Africa Business Unit – бизнес-единица Северной и Центральной Африки, Chevron), Chevron, Хьюстон, Техас, США

Хафизов Сергей Фаизович – профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, khafizov@gubkin.ru
РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ДИНАМИЧЕСКОМ АНАЛИЗЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Д.Т. Калиев

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Нейронные сети и машинное обучение уже долгое время используются практически каждым человеком в повседневной жизни, возможно, не всегда осознанно. Когда алгоритм социальных сетей определяет лица людей на фото или голосовой помощник помогает нам в поиске какой-то информации, в основе всех этих действий лежат методы машинного обучения.

Алгоритмы нейронных сетей не обошли стороной и область разведки и добычи нефти и газа. Данная статья ставит целью проиллюстрировать пример применения нейронных сетей при анализе сейсмических данных по действующему месторождению и прогнозировании петрофизических свойств для дальнейшей детализации геологической модели и выделения дополнительных скоплений углеводородов.

Одним из ключевых условий для успешного прогнозирования петрофизических свойств с помощью нейронных сетей является широкая выборка скважинного материала для эффективного обучения нелинейного оператора. В данном случае в условиях действующего месторождения в наличии имелось более 100 скважин, что вполне отвечает требованиям алгоритма. Другим важным условием для данной методики является качественная сейсмостратиграфическая привязка скважин к сейсмике; данный этап работ будет также описан в рамках данной статьи.

Особенностью нейросетевого анализа, в отличие от классической инверсии, является то, что здесь не используется сейсмический импульс: нейронная сеть подбирает такого оператора, который наилучшим образом описывает связь между несколькими сейсмическими трассами в области скважины и каротажной кривой. Данная особенность позволяет сократить время анализа и получать экспресс-результаты при соблюдении вышеописанных условий, что делает метод нейронных сетей эффективным инструментом динамического анализа сейсмических данных.

Ключевые слова: инверсия, нейронные сети, привязка, сейсмические данные, сейсмический импульс.

Нейронные сети находят все большее применение в сфере разведки нефти и газа. Однако возможности применения данного подхода ограничены, в первую очередь, необходимостью наличия большого массива входных данных для обучения нейросети. В контексте геологоразведки имеются ввиду скважинные данные. В представленной работе проиллюстрированы возможности применения нейронных сетей на примере алгоритма генетической инверсии. Алгоритм апробирован на зрелом месторождении с большим количеством скважин. Показаны результаты работ и приведены потенциальные сферы применения полученных результатов.

Общая информация о месторождении и цели работ

Для данного анализа использовались

данные по зрелому нефтегазовому месторождению на территории Казахстана, на котором уже пробурено более 200 скв. Таким образом, по наличию исходного материала (высокое количество скважин, а также новые сейсмические данные, записанные в 2020 г.) данное месторождение является отличным кандидатом для проведения анализа методом нейронных сетей.

В геологическом строении месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойско-палеозойского возраста, в кровельной части – разрушенные, с образованием коры выветривания, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя.

В мезозойском комплексе выделены юрские и меловые отложения. Юрская си-

стема представлена только верхним отделом. По спорово-пыльцевым комплексам возраст определен как оксфорд-келловейский и титон-киммериджский. Меловой комплекс расчленяется на нижний (неоком, апт, альб) и верхний (турон-сенон) отделы. В низах мела выделяется базальная толща, залегающая с угловым и стратиграфическим несогласием на верхнеюрских отложениях.

Промышленная нефтегазоносность связана с нижнемеловыми и верхнеюрскими отложениями, залегающими на глубинах -1,4–2,0 км. Всего выделяется 9 продуктивных горизонтов: 3 – в меловом, 6 – в юрском комплексе. Продуктивные горизонты нефтеносные, в южной части рассматриваемой площади выделяются газонасыщенные пласты. Залежи пластово-сводовые, осложненные тектоническими нарушениями, литологически экранированные.

С фациальной точки зрения продуктивные нижнемеловые горизонты относятся к аллювиальным отложениям. Коллекторы представлены слабосцементированными песчаниками и песками, разнозернистыми, с небольшой примесью гравия. Продуктивные юрские горизонты титон-киммериджского возраста образовались в речных условиях осадконакопления: коллекторы в пределах русловых зон представлены песчаниками хорошо отсортированными, переходящими в пески, и песчанистыми алеволитами, во внерусловых же зонах горизонт в большей степени заглинизирован. Карбонатный пласт продуктивного горизонта оксфорд-келловейского возраста приурочен к озерным фациям и представлен известняками. Песчаный пласт сложен песками и слабосцементированными песчаниками, в отдельных скважинах с прослоями гравелитов.

Юрские терригенные коллекторы характеризуются приблизительно схожими значениями пористости (0,22–0,27 д. ед.), по проницаемости коллекторы хорошо (100–1000 мД) и очень хорошо проницаемые (более 1000 мД).

Стоит отметить, что на данном месторождении ранее проводились работы по синхронной инверсии, которые показали удовлетворительные, но недостаточно приемлемые результаты, что связано с малой мощностью коллекторов и довольно большим перекрытием свойств глин и песчаников по упругим свойствам. Таким

образом, была предпринята попытка использовать алгоритм нейронных сетей в качестве альтернативы синхронной инверсии. Целью нейросетевого анализа было получение кубов свойств пористости и водонасыщения, которые могли быть использованы для обновления геологической модели месторождения.

Привязка скважин

Ключевым этапом сейсмической интерпретации как структурной, так и динамической является стратиграфическая привязка скважин к сейсмическим данным. Этап сейсмостратиграфической привязки позволяет скважинные данные, записанные в глубинной области, отобразить на временном сейсмическом разрезе с помощью подбора скоростного закона и установления соотношения глубина – время.

Для целей динамической интерпретации методом нейронных сетей привязка скважин имеет особо важный характер, т.к. от качества привязки зависит надежность обучения и расчета нелинейного оператора в интересующем нас интервале.

Детальная привязка скважинных и сейсмических данных осуществляется на основе расчета синтетических сейсмограмм и их сопоставления с реальными трассами временного куба. Расчет синтетических сейсмограмм для стратиграфической привязки отражений базируется на существовании связи между литологическим составом изучаемого разреза и характеристикой отражений.

Привязка была проведена с использованием материалов вертикального сейсмического профилирования (далее – ВСП), геофизических исследований скважин (данные акустического и плотностного каротажей, предварительно проверенные на кондиционность и в случае необходимости отредактированные), а также стратиграфических отбивок по скважинам. Привязка выполнена в целевом интервале от нижнего мела до кровли палеозоя.

В пределах изучаемой площади имелись всего 2 скв. с данными ВСП, их глубинно-временные зависимости и были взяты за основу при расчете синтетических сейсмограмм. Для скважин были извлечены статистические импульсы. Полученные импульсы имели обратную (европейскую) полярность, где положительному коэффициенту отражения соответствует отрицательный экстремум амплитуды волнового поля (рис. 1).

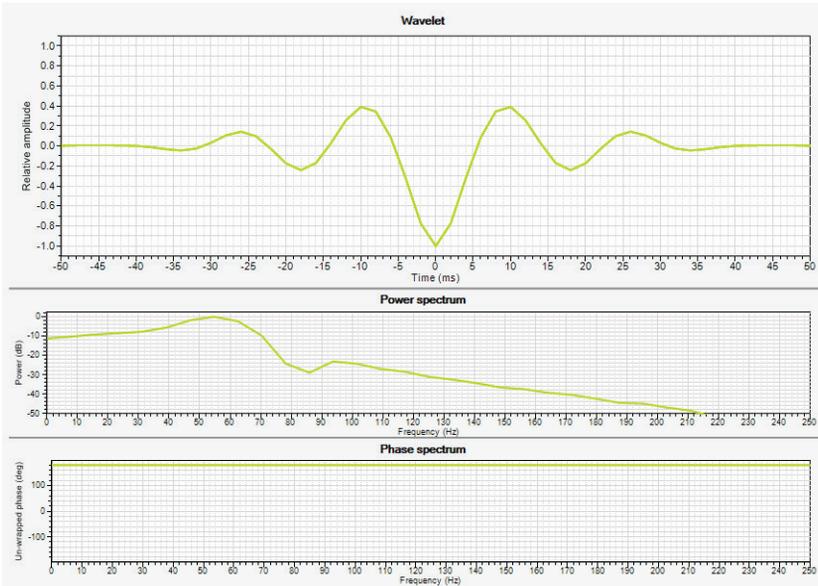


Рисунок 1. Рассчитанный статистический импульс, используемый при привязке

Качество привязки оценивалось функцией взаимной корреляции. Коэффициент корреляции статистически устанавливает наличие взаимосвязи между синтетической и реальной сейсмической трассой. Коэффициент корреляции в большинстве скважин находится в диапазоне 0,6–0,7.

В общей сложности для данного месторождения была выполнена привязка для более чем 100 скв. Были исключены скважины с очень короткими замеренными интервалами либо неприемлемо низкими коэффициентами корреляции. Примеры привязок некоторых скважин представлены на рис. 2–5.

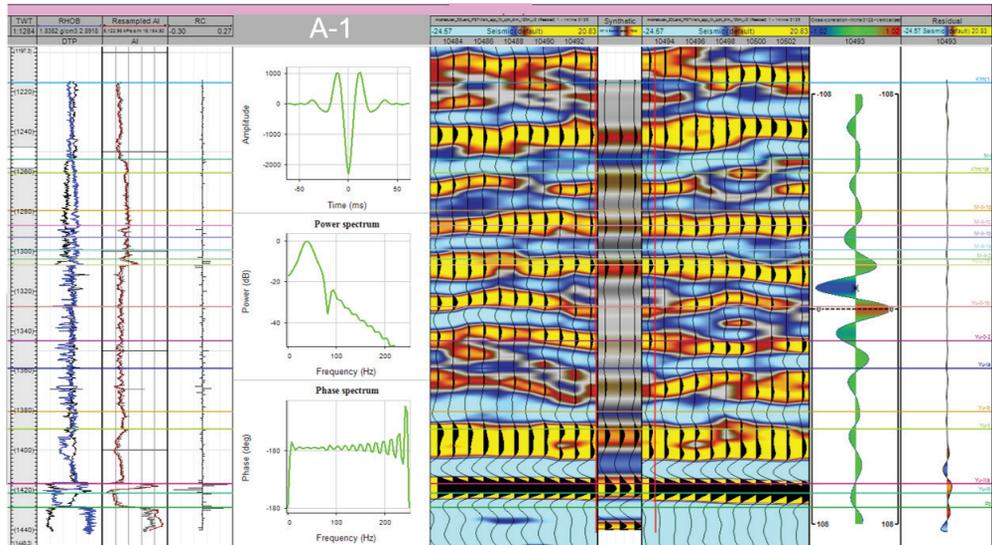


Рисунок 2. Привязка скв. А-1 к полнократному сейсмическому кубу

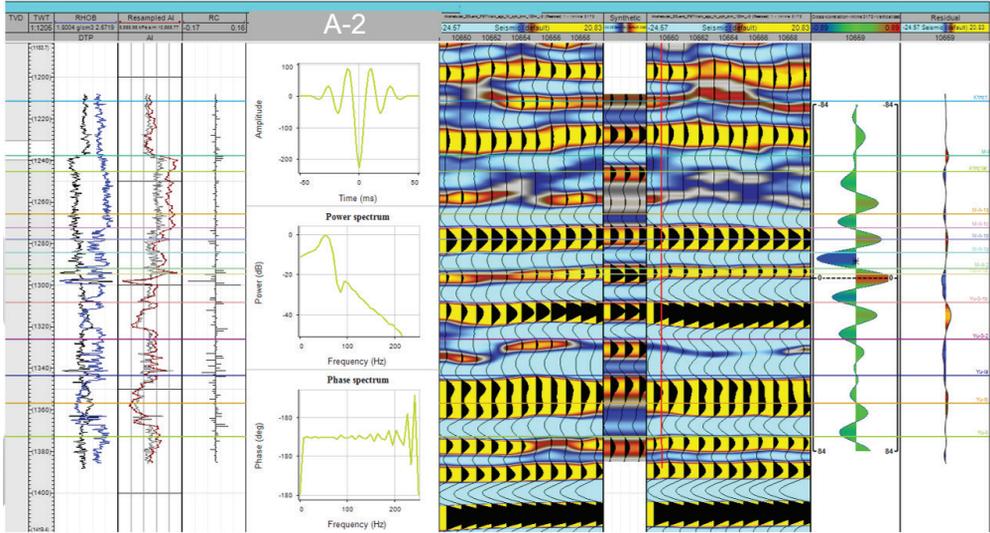


Рисунок 3. Привязка скв. А-2 к полнократному сейсмическому кубу

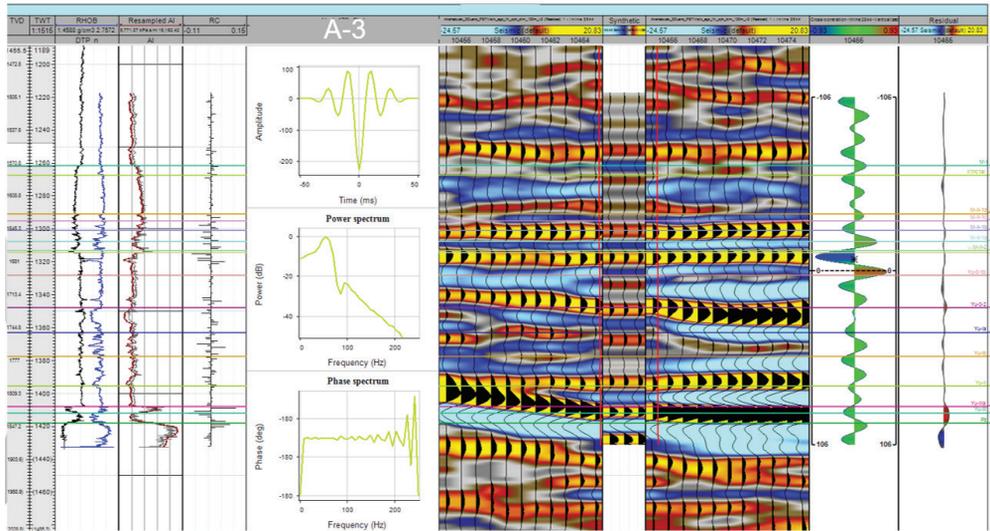


Рисунок 4. Привязка скв. А-3 к полнократному сейсмическому кубу

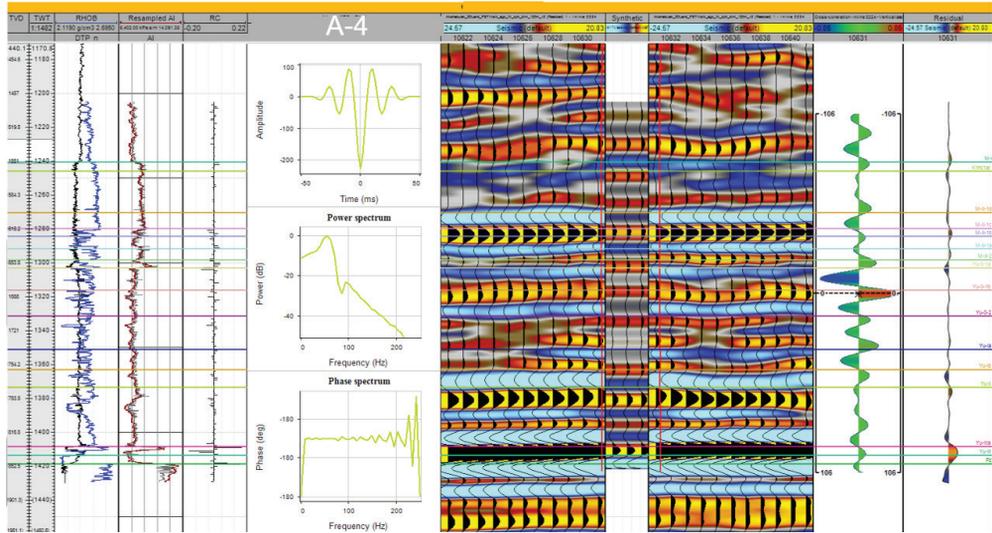
Генетическая инверсия

После выполнения этапа привязки скважин производился непосредственный расчет кубов петрофизических свойств методом нейронных сетей. Существует множество методов нейросетевого анализа, в данном проекте применен метод генетической инверсии, разработанный компанией Schlumberger [1, 2]. Генетическая инверсия имеет ряд преимуществ по сравнению с классической инверсией, использующей свертку импульса. К этим преимуществам можно отнести:

- высокую скорость выполнения

работ. Генетическую инверсию можно отнести к методам экспресс оценки;

- ограниченные требования к типам исходных сейсмических данных. Для проведения анализа достаточно полнократного сейсмического куба. При этом обязательно приведение сейсмике к нулевой фазе. Однако важным условием является сохранение истинных амплитуд без применения процедуры Automatic Gain Control;
- возможность коррелировать сейсмические трассы напрямую с любыми типами петрофизических кривых;



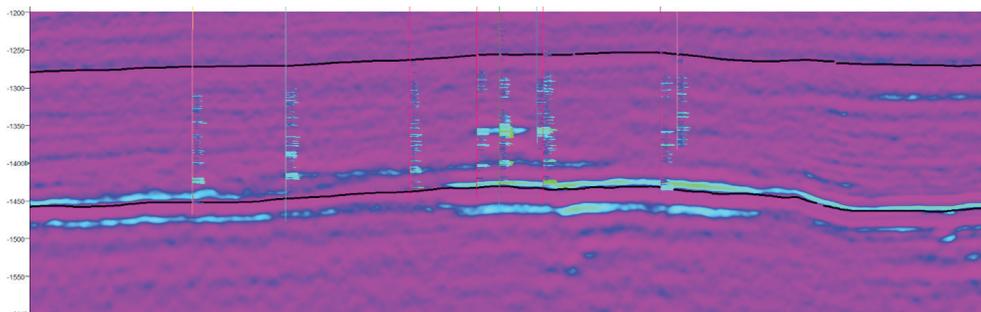


Рисунок 7. Разрез по кубу пористости с наложенными скважинами

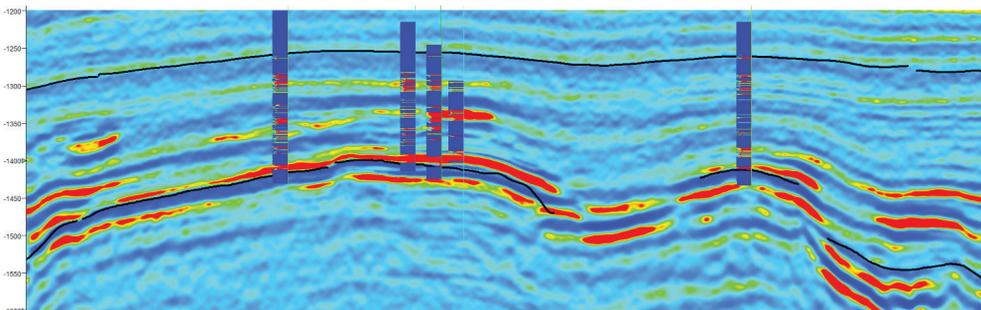


Рисунок 8. Разрез по кубу насыщения углеводородов с наложенными скважинами

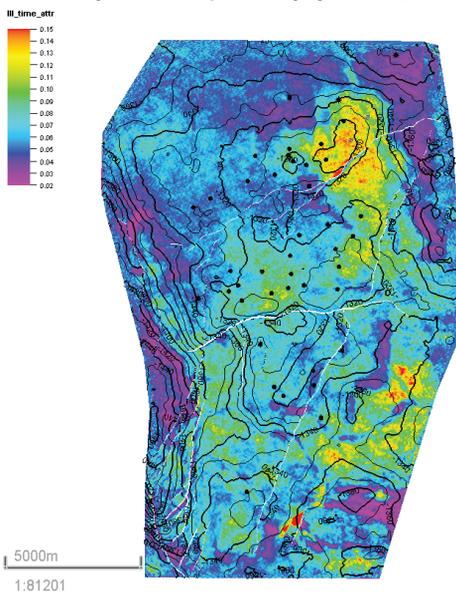


Рисунок 9. Карта пористости по продуктивному интервалу

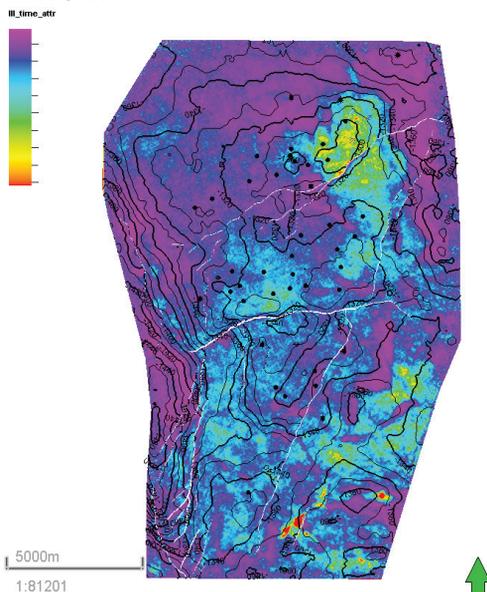


Рисунок 10. Карта насыщения углеводородов по продуктивному интервалу

На рис. 7 и 9 представлены разрезы через кубы пористости и насыщения углеводородов соответственно. Отмечается отличная сходимость прогнозируемых значений и петрофизических кривых на скважинах. Рис. 9 и 10 иллюстрируют результаты извлечения амплитуд по тем же кубам в

пределах продуктивного интервала. Далее результаты генетической инверсии могут быть использованы в геологическом моделировании в качестве трендов свойств.

Подводя итоги данного исследования, можно заключить, что метод генетической инверсии, основанный на алгоритме ней-

ронных сетей, является эффективным инструментом геологоразведки при применении в правильных условиях. К этим

условиям стоит отнести широкую базу скважинных данных и качественные результаты привязки.

Список использованной литературы

1. Veeken P.C.H., Priezzhev I.I. Genetic Seismic Inversion Using a Non-linear, Multi-trace Reservoir Modeling Approach. – 71st EAGE Conference and Exhibition incorporating, SPE EUROPEC, 2009. DOI:10.3997/2214-4609.201400020.
2. Priezzhev I.I., Veeken P.C.H. Seismic waveform classification based on Kohonen 3D neural networks with RGB visualization. – First Break, 2019, v. 37, iss. 2, pp. 37–43. DOI: <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2019012>.
3. Учебные материалы ПО Petrel от 18.05.2021. // Uchebnyye materialy PO Petrel от 18.05.2021. [Petrel Software Tutorial Materials dated 05/18/2021]

СЕЙСМИКАЛЫҚ ДЕРЕКТЕРДІ ДИНАМИКАЛЫҚ ТАЛДАУДА НЕЙРОНДЫҚ ЖЕЛІЛЕРДІ ПАЙДАЛАНУ

Д.Т. Калиев

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан, Қазақстан

Нейрондық желілер мен машиналық оқытуды күнделікті өмірде әр адам ұзақ уақыт бойы қолданып келеді, мүмкін әрдайым саналы түрде бола бермейді. Әлеуметтік желілер алгоритмі суретте адамдар бетін анықтайтын немесе дауыстық көмекші бізге қандайда ақпаратты іздеуге көмектесетін кезде, осы әрекеттер негізінде машиналық оқыту әдістері жатыр.

Нейрондық желілердің алгоритмдері мұнай мен газды барлау және өндіру саласын айналып өтпеді. Бұл мақала қолданыстағы кен орны бойынша сейсмикалық деректерді талдау және геологиялық үлгіні одан әрі нақтылау және көмірсутектердің қосымша шоғырларын бөлу үшін петрофизикалық қасиеттерді болжау кезінде нейрондық желілерді қолдану мысалын көрсетуге бағытталған.

Нейрондық желілерді қолдана отырып, петрофизикалық қасиеттерді сәтті болжаудың негізгі шарттарының бірі сызықтық емес операторды тиімді оқыту үшін ұңғыма материалын кең таңдау болып табылады. Бұл жағдайда қолданыстағы кен орнында 100-ден астам ұңғымалар болды, бұл алгоритмнің талаптарына толық сәйкес келеді. Осы әдістеме үшін тағы бір маңызды шарт ұңғымаларды сейсмикаға сапалы сейсмостратиграфиялық байланыстыру болып табылады; жұмыстардың осы кезеңі осы мақала аясында да сипатталатын болады.

Нейрондық желіні талдаудың ерекшелігі, классикалық инверсиядан айырмашылығы, бұл жерде сейсмикалық импульс қолданылмайды: нейрондық желі ұңғымадағы бірнеше сейсмикалық жолдар мен каротаж қисығы арасындағы байланысты жақсы сипаттайтын операторды таңдайды. Бұл ерекшелік талдау уақытын қысқартуға және жоғарыда көрсетілген шарттарды сақтаған кезде жедел нәтижелер алуға мүмкіндік береді, бұл нейрондық желілер әдісін сейсмикалық деректерді динамикалық талдаудың тиімді құралы етеді.

Негізгі сөздер: инверсия, нейрондық желілер, байланыстыру, сейсмикалық деректер, сейсмикалық импульс.

USE OF NEURAL NETWORKS FOR DYNAMIC INTERPRETATION OF SEISMIC DATA

D.T. Kaliyev

KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

Neural networks and machine learning have long been used by almost everyone in their daily lives, perhaps not always consciously. When an algorithm of social networks identifies the faces of people in a photo or a voice assistant helps us search for some information, machine learning techniques underpin all of these activities.

In recent years neural networks are finding more and more applications in the fields of oil and gas exploration and production. This article aims to illustrate an example of the application of neural networks in the analysis of seismic data for an active oilfield by predicting 3D cube of petrophysical properties to further detail the geological model and search for additional hydrocarbon accumulations.

One of the key conditions for successful prediction of petrophysical properties using neural networks is a wide sample of well data for effective training of a non-linear operator. In our case, since it is a producing field, there were more than 100 wells available, which fully meets the requirements of the algorithm. Another important condition for application of this technique is having high-quality well ties for the used wells, this step of the workflow will also be described within the article.

A distinct feature of neural network analysis, in contrast to classical inversion, is that it does not use a seismic wavelet. The neural network automatically determines such an operator that best describes the correlation between several seismic traces in the wellbore area and the log curve. This feature reduces the analysis time and produces express results if the above mentioned conditions are met, which makes the neural network technique an effective tool for dynamic analysis of seismic data.

Key words: inversion, neural nets, well tie, seismic data, wavelet.

Информация об авторах

Калиев Диас Талгатович – руководитель группы сейсмических исследований, d.kaliyev@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОМЕХАНИКИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

П.С. Романенко¹, И.Г. Алехин², К.Б. Ашимов¹, С.А. Губашев³

¹ ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

² DeGolyer and MacNaughton Corp, г. Нур-Султан, Казахстан

³ Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

В настоящее время в дальнем и ближнем зарубежье для увеличения добычи нефти активно развивается бурение горизонтальных скважин, и ярким примером применения данного вида бурения в Казахстане является компания АО «Эмбаунайгаз». В то же время горизонтальное бурение – это достаточно сложный и дорогостоящий процесс, как и строительство глубоких разведочных скважин, требующий комплексного подхода к планированию и осуществлению работ.

При подборе технологических параметров бурения, определении оптимальной конструкции скважин и других характеристик, необходимых для обеспечения целостности ствола скважин и в целом успешного их строительства, важнейшую роль играет геомеханическое моделирование.

Модель механических свойств учитывает прочностные характеристики породы, направления горизонтальных напряжений геологической среды и многие другие аспекты, помогающие сделать бурение более безопасным, снизить риск осложнений и сохранить целостность ствола скважины.

В данной работе описан процесс создания геомеханических моделей при строительстве сложных горизонтальных скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» на основе проведенных керновых геомеханических исследований на м. С. Нуржанов и анализа базы данных гидроразрыва пласта по месторождениям АО «Эмбаунайгаз». В результате был определен безопасный диапазон плотности бурового раствора («безопасное окно бурения»), выданы рекомендации по оптимизации технологических параметров бурения и конструкции скважин.

Ключевые слова: горизонтальное бурение, геомеханическое моделирование, прочностные характеристики породы, коридор безопасного бурения, стабильность ствола скважины, градиент обвалообразования.

Введение

Геомеханическое моделирование для оптимизации бурения горизонтальных скважин (далее – ГС) в ТОО «КМГ Инжиниринг» начали применять с 2019 г. на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» (далее – ЭМГ) после начала возникновения осложнений при переходе к бурению ГС.

На сегодняшний день проведены работы по 1D геомеханическому моделированию для 12 ГС, входящих в план сопровождения скважин ЭМГ на месторождениях Гран, Актобе, Вост. Молдабек, Жанаталап, С. Нуржанов, С. Балгимбаев, Юго-Зап. Камышитовое, Забурунье. Выполнена разработка рекомендаций по планированию безаварийного бурения, включающего следующие виды работ:

- построение опорных 1D геомеханических моделей;
 - сокращение рисков при бурении;
 - выработка рекомендаций.
- Основные задачи проведенных работ:
- разработка рекомендаций по планированию безаварийного бурения;
 - сбор, контроль качества и анализ имеющихся геолого-геофизических и технологических данных;
 - формирование рабочего цифрового проекта;
 - построение модели механических свойств геологической среды (опорных и проектной);
 - расчет устойчивости ствола скважин (опорных и проектной);
 - предоставление необходимого набора параметров для дальнейшего моде-

лирования дизайна гидроразрыва пластов (далее – ГРП) при необходимости.

Для создания качественной и реалистичной модели механических свойств необходим достаточно большой объем данных по геологическому строению месторождения, сейсморазведке, геофизическим исследованиям скважин, анализам керна, гидродинамическим исследованиям и др. Рассматриваемые месторождения отмечаются хорошей изученностью и наличием необходимой информации, за исключением геомеханических анализов керна и широкополосного акустического каротажа (далее – АКШ).

Построение моделей опорных скважин

Анализ бурения скважин

Процесс построения геомеханической модели традиционно начинается с проведения аудита имеющихся геолого-геофизических данных и материалов по бурению опорных скважин. Для калибровки геомеханической модели необходимо проведение анализа данных

геолого-технологических исследований (далее – ГТИ) и инцидентов при бурении. Наиболее важными являются следующие параметры:

- 1) плотность бурового раствора на входе и выходе;
- 2) расход бурового раствора на входе и выходе;
- 3) общий объем емкостной системы;
- 4) скорость спускоподъемных операций;
- 5) механическая скорость проходки;
- 6) газопоказание;
- 7) вес на крюке.

В рамках аудита были проанализированы суточные буровые рапорты и финальные отчеты по бурению на предмет наличия инцидентов, возникших при бурении. На следующем планшете в качестве примера представлена сводная информация о конструкции скв. 108 м. Актобе, стратиграфической разбивке, используемом типе бурового раствора и плотности, а также график «глубина – день» с отображенными осложнениями как по опорным скважинам, так и по ГС (рис. 1).

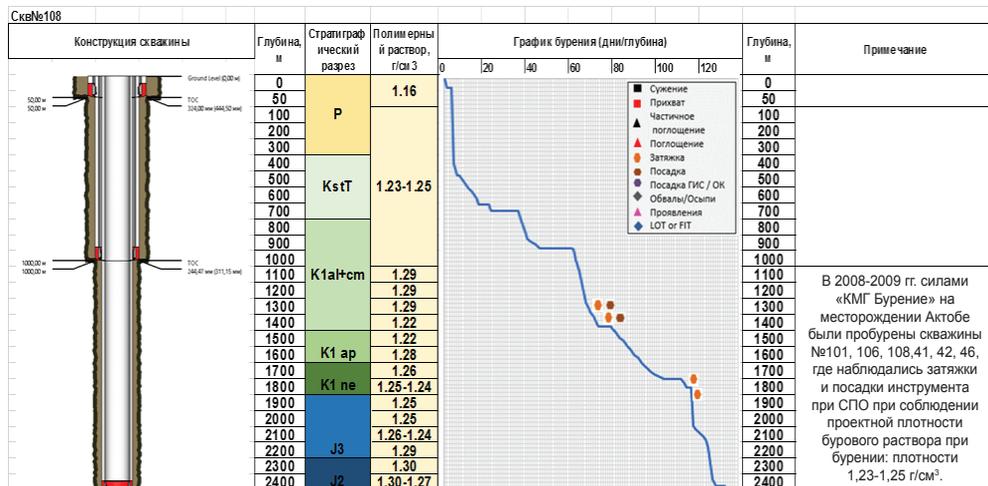


Рисунок 1. Анализ бурения скв. 108, м. Актобе

Анализ данных геофизических исследований, расчет горного давления и упруго-прочностных характеристик

Анализ данных геофизических исследований является неотъемлемой частью построения 1D геомеханических моделей. На большинстве изучаемых месторождений ЭМГ присутствуют запись продольной акустической волны и каротажи объёмной

плотности пород, однако отсутствует запись поперечной акустической волны, необходимой для расчета упруго-прочностных параметров.

Для восстановления поперечной волны (далее – DTS) была использована зависимость, полученная по м. С. Нуржанов, которое относится к Эмбенско-Прорвинской группе. В анализе участвовало 3 скв. (337, 538, 540). После восстановле-

ния DTS проводился расчет упругих параметров. Калибровка динамических параметров в статические и расчет прочностных характеристик породы производились по

результатам ядерных исследований. Зависимость продольной акустической волны от поперечной представлена на рис. 2.

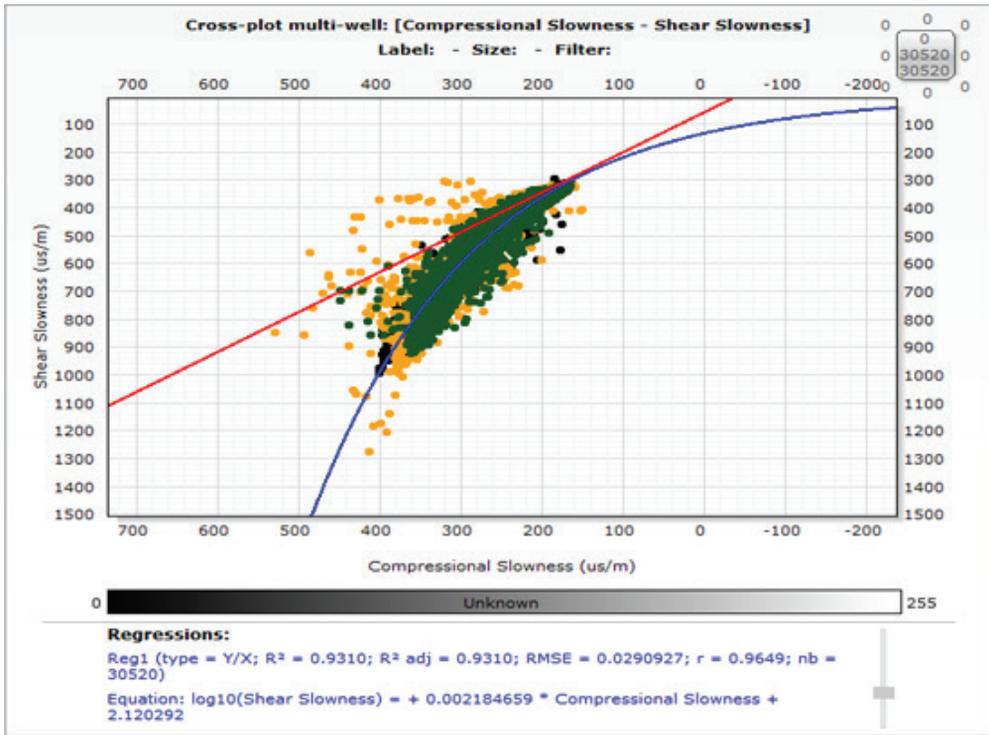


Рисунок 2. Зависимость продольной акустической волны от поперечной

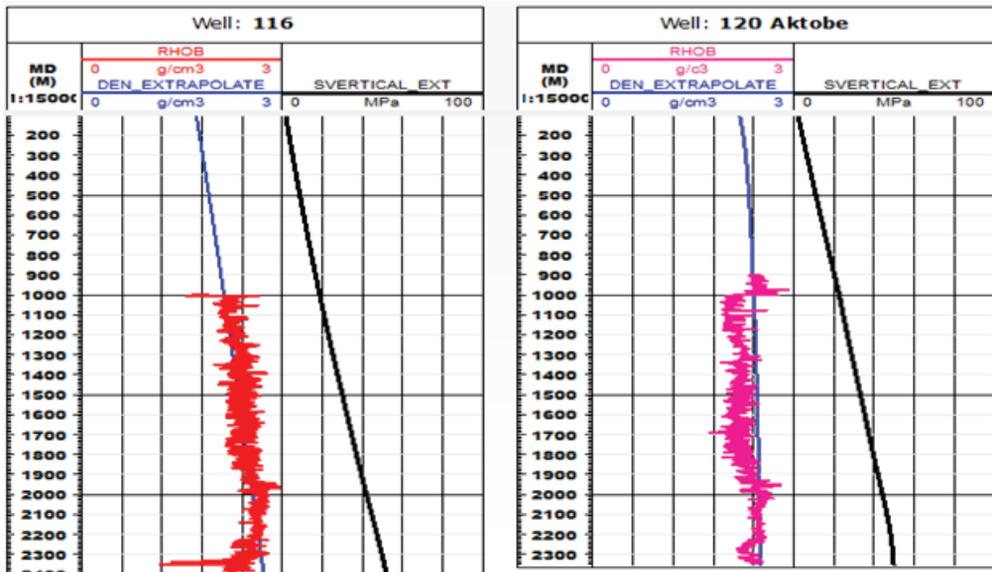


Рисунок 3. Расчет горного давления, м. Актобе

Литостатическое (горное, вертикальное) давление среды создается весом вышележащих пород. Оно рассчитано на основе данных плотностного каротажа в интервалах его наличия и синтетической кривой плотности, соответствующей тренду нормального уплотнения в интервалах отсутствия значений. На рис. 3 представлены примеры расчета горного давления на скв. 116 и 120 м. Актобе.

Как было отмечено ранее, для расчета упруго-прочностных свойств, таких как коэффициент Пуассона, модуль Юнга, прочность при одноосном сжатии, прочность при растяжении, угол внутреннего трения, используются каротажные, а именно: кривые акустических скоростей пробега, кривая объемной плотности и гамма-каротаж. На рис. 4 отражен пример полученных упруго-прочностных свойств по исследуемым скважинам.

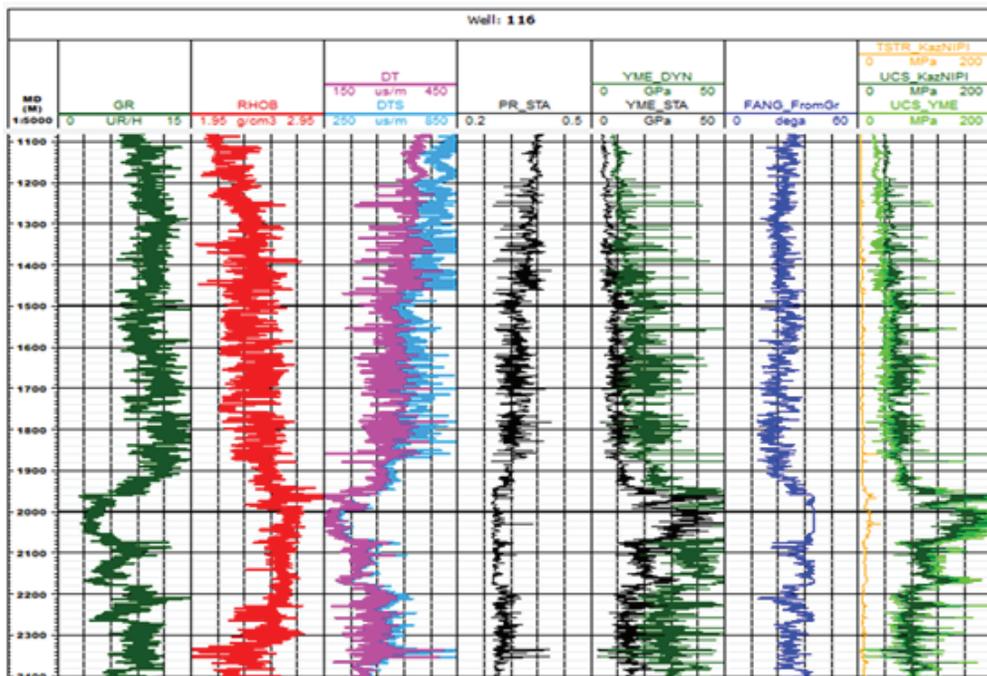


Рисунок 4. Упруго-прочностные свойства, м. Актобе

Калибровка минимального горизонтального напряжения

Основную сложность при построении геомеханических моделей представляло отсутствие прямых замеров напряжения, таких как гидравлические тесты extended leak-off test (далее – ELOT) и ГРП в исследуемых интервалах и пластах.

Для калибровки минимального горизонтального напряжения и оценки тектонических констант был предложен следующий уникальный подход:

- анализ данных фрак-листа по месторождениям ЭМГ;
- отбраковка нерелевантных значений давления смыкания трещины ГРП и пластового давления;
- корректировка пластового давле-

ния на основании базы данных гидродинамических исследований скважин (далее – ГДИС);

- построение зависимостей давления смыкания трещины ГРП от пластового давления по всем месторождениям;
- оценка общего тренда;
- калибровка тектонических констант в триасовом и нижнеюрском комплексе;
- использование полученных коэффициентов для расчета минимального и максимального напряжений по рассматриваемым месторождениям.

Рис. 5 отражает полученную общую зависимость по месторождениям ЭМГ. Как видно, все результаты анализа укладываются в единый тренд, что свидетельствует

об общей тектонической нагрузке региона.

Для калибровки тектонических констант была выбрана скв. 538 м. С. Нуржанов. По данной скважине имеются запись широкополосной акустики и замеры ГДИС, и проведено ГРП с оценкой смыкания трещины. Также данная скважина лежит на

полученном тренде по Прорвинской группе (рис. 6). Оцененное пластовое давление составило 242,3 атм на абсолютной глубине 3080 м, забойное давление смыкания трещины ГРП – 410 атм и 389 атм по проведенному замещению и миниГРП соответственно.

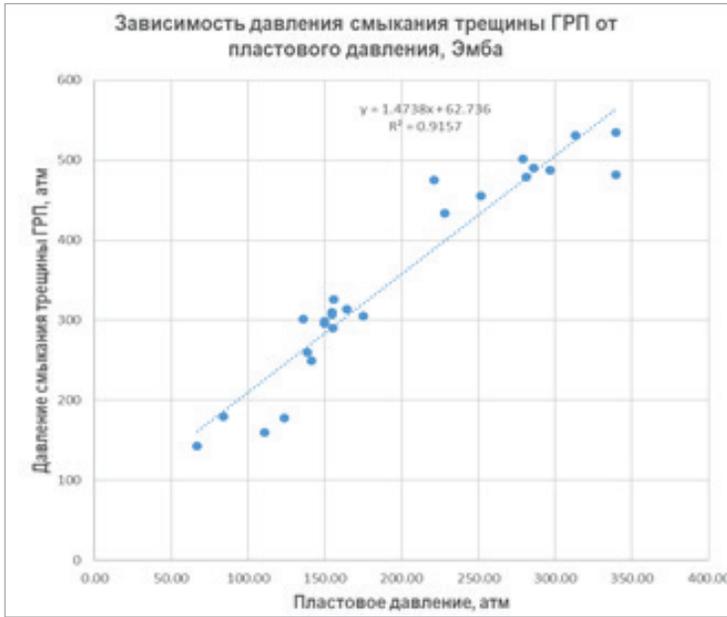


Рисунок 5. Общая зависимость давления смыкания трещины ГРП от пластового давления на месторождениях ЭМГ



Рисунок 6. Зависимость давления смыкания трещины ГРП от пластового давления для Прорвинской группы месторождений

По результатам калибровки (рис. 7) получены следующие тектонические коэффициенты: коэффициент минимального горизонтального напряжения $\epsilon_H = 0,0001$, коэффициент максимального горизонтального напряжения $\epsilon_H = 0,00023$, коэф-

фициент Биот = 0,9. Стоит отметить, что полученные коэффициенты совпадают с тектоническими коэффициентами на м. Кожасай, что свидетельствует об общем тектоническом региональном тренде.

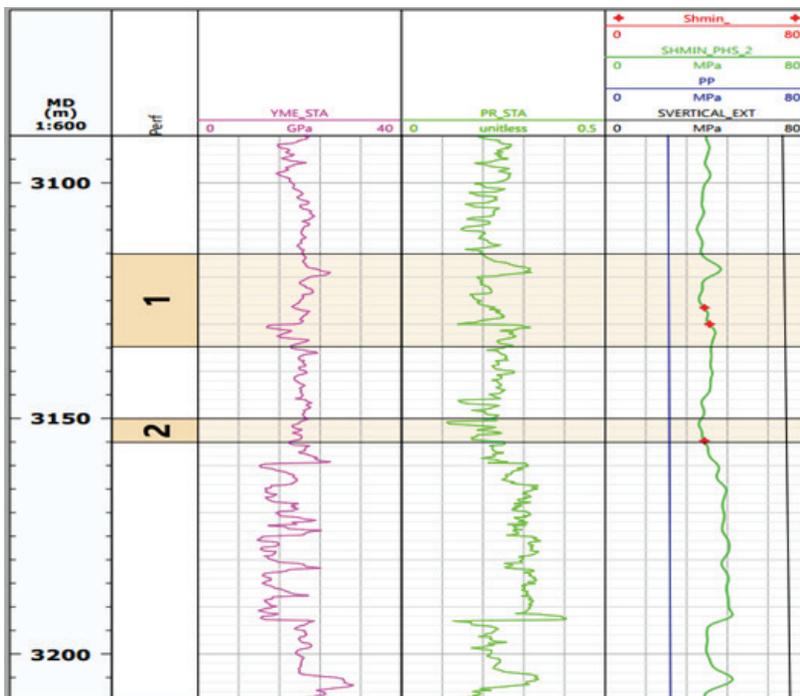


Рисунок 7. Калибровка минимального горизонтального напряжения по скв. 538, м. С. Нуржанов

Расчет устойчивости скважин

На предыдущих этапах рассчитаны все необходимые входные упругие и прочностные параметры, кривые минимального и максимального горизонтального напряжения. Далее проводился расчет устойчивости стенок как для вертикальных скважин, так и для горизонтальных сценариев. При бурении наклонных скважин и ГС всегда происходит увеличение градиента обвалообразования по сравнению с вертикальным сценарием. Расчет геомеханической модели для проектной ГС позволяет преждевременно идентифицировать возможные риски при бурении, оценить градиенты порового давления, обвалообразования, начала поглощения и гидроразрыва пород, что позволяет в дальнейшем выбрать безопасную плотность бурового раствора.

Ниже представлены примеры расчета геомеханических моделей для вертикаль-

ных и ГС. На скв. 120 м. Актобе при проработке интервала 2277–2361 м отмечались осыпи, представленные плотными глинистыми породами. После обработки бурового раствора и увеличения плотности с 1,25 г/см³ (красная пунктирная линия) до 1,30 г/см³ (зеленая линия) бурение транспортной секции закончено без осложнений. Данный факт отлично согласуется с полученной геомеханической моделью и расчетным градиентом обвалообразования, который увеличивается с 1,20 г/см³ до 1,30–1,35 г/см³ с глубины 2277 м. При расчете использована прочность породы, полученная по керновым зависимостям.

Таким образом, нестабильность ствола скв. 120 м. Актобе связана с механической нестабильностью глинистой покрывки. Расчетный градиент обвалообразования составил до 1,30–1,35 г/см³ (рис. 8).

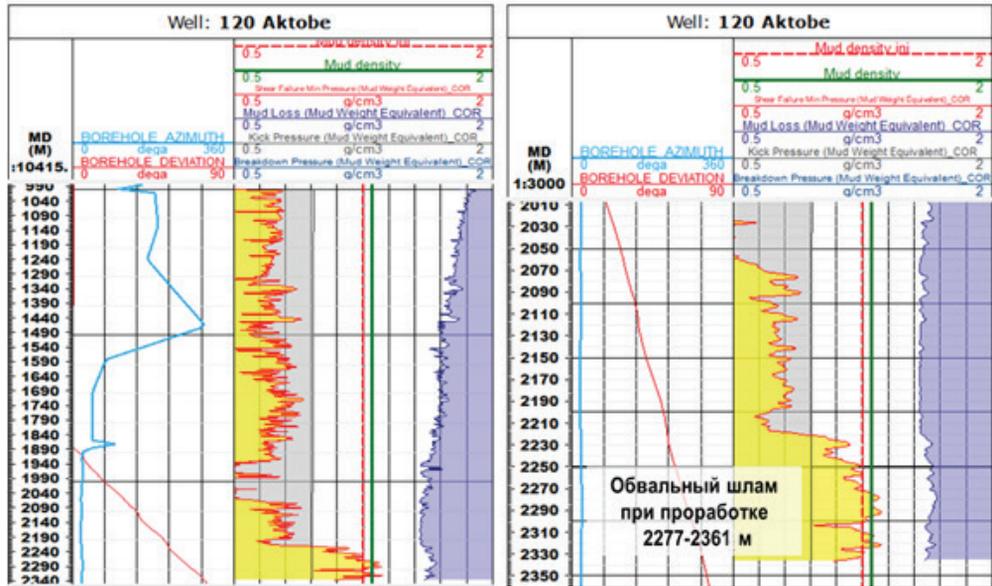


Рисунок 8. Расчет стабильности ствола скв. 120, м. Актобе

Ниже приведен расчет устойчивости скв. 2675 м. Вост. Молдабек (рис. 9). При спуске эксплуатационной колонны происходили многочисленные посадки, которые могут быть связаны с геомеханической нестабильностью пород. Расчетный градиент начала поглощения составил от 1,60 г/см³ до 1,70 г/см³, градиент обвалообразова-

ния – от 0,60 г/см³ до 1,25–1,30 г/см³. При бурении данной скважины использовалась плотность бурового раствора 1,22 г/см³, анализ каверномера указывает на отсутствие проблем со стабильностью ствола скважины, что подтверждает расчетный градиент обвалообразования.

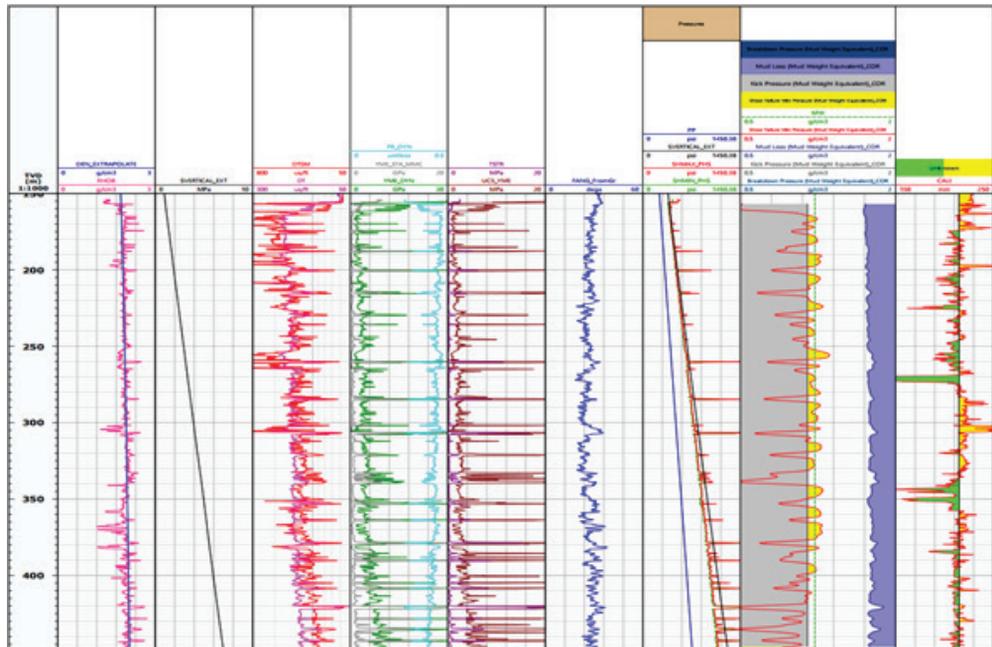


Рисунок 9. Расчет стабильности ствола скв. 2675, м. Вост. Молдабек

Поскольку геомеханической природы осложнений не было выявлено, для детального анализа возникшей ситуации был подготовлен кросс-плот зависимости гамма-каротажа от диаметра ствола скважины (рис. 10). Можно отметить следующие аспекты:

1. Происходит сужение ствола скважины в интервалах с высокими гамма-показаниями. Данные интервалы соответствуют глинистым отложениям.
2. Происходит увеличение диаметра ствола скважины в интервалах с более низкими гамма-показаниями. Данные интервалы соответствуют песчаникам.
3. Полученная тенденция может от-

ражать размыв слабосцементированных песчаников и образование каверн. Напротив, в интервалах более плотных глинистых отложений или глинистых песчаниках происходит образование корки или выпучивание глин.

4. В разрезе присутствуют плотные карбонатные пропластки (низкие гамма-показания) с номинальным диаметром ствола. Данные пропластки выступают своего рода ступеньками между кавернозными интервалами и могут препятствовать нормальному спуску колонн. Также возможны осложнения с хождением инструмента и спуском колонн в интервалах сужения ствола скважины.

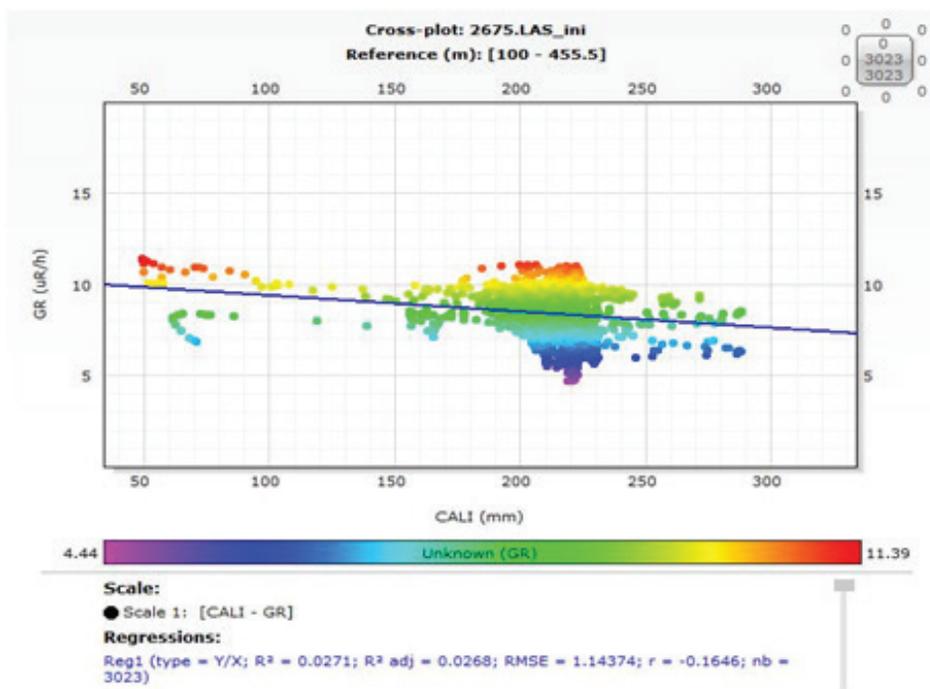


Рисунок 10. Кросс-плот зависимости гамма-каротажа от диаметра скважины, скв. 2675, м. Вост. Молдабек

Анализ прихвата ГС 718 м. С. Нуржанов

При бурении горизонтальной секции с диаметром Ø152,4 мм ГС 718 м. С. Нуржанов произошел прихват на глубине 2060 м. По сообщению с буровой, буровой инструмент потерял подвижность, циркуляция полная, яс не активируется, возможно, прихвачен. Данные признаки указывают на дифференциальный тип прихвата, для ликвидации которого необходимо снижение статической плотности бурового рас-

твора. Однако при снижении плотности бурового раствора повышаются риски нестабильности ствола скважины.

Расчет рисков обвалообразования при снижении плотности бурового раствора проведен на основании обновленной 1D геомеханической модели по опорной скв. 704 с учетом бурения транспортной секции ГС 718. Оценка рисков производилась с учетом глубины обрушения ствола скважины. Обрушение до 5% является безопасным, от 5% до 10% – приемле-

мым, свыше 10% существует высокий риск физического обрушения ствола скважины (рис. 11).

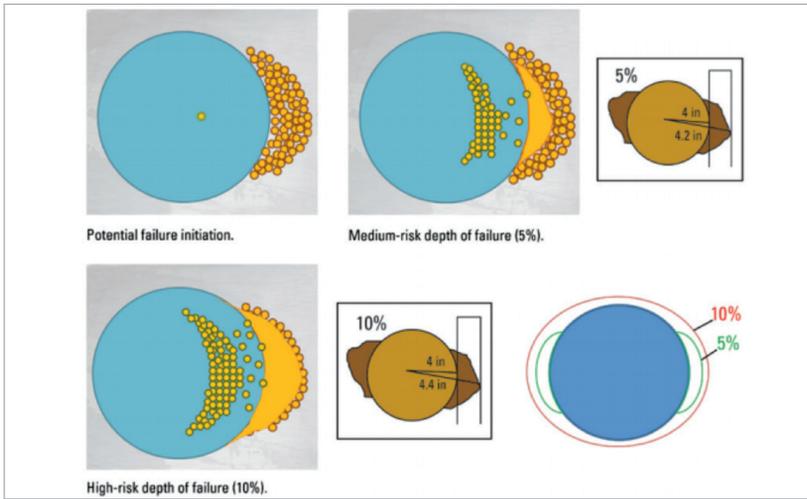


Рисунок 11. Пример глубины обрушения ствола скважины

Наибольший риск обвалообразования в горизонтальной секции соответствует глинистому интервалу 1877–1884 м. Расчетный градиент обвалообразования при нулевом обрушении составил $1,35 \text{ г/см}^3$, при обрушении 5% – $1,18 \text{ г/см}^3$, при обру-

шении 10% – $1,12 \text{ г/см}^3$. Расчеты согласуются с тем, что плотности $1,25 \text{ г/см}^3$ было достаточно для поддержания стабильности ствола скважины, обвального шлама при бурении скв. 718 не наблюдалось (рис. 12).

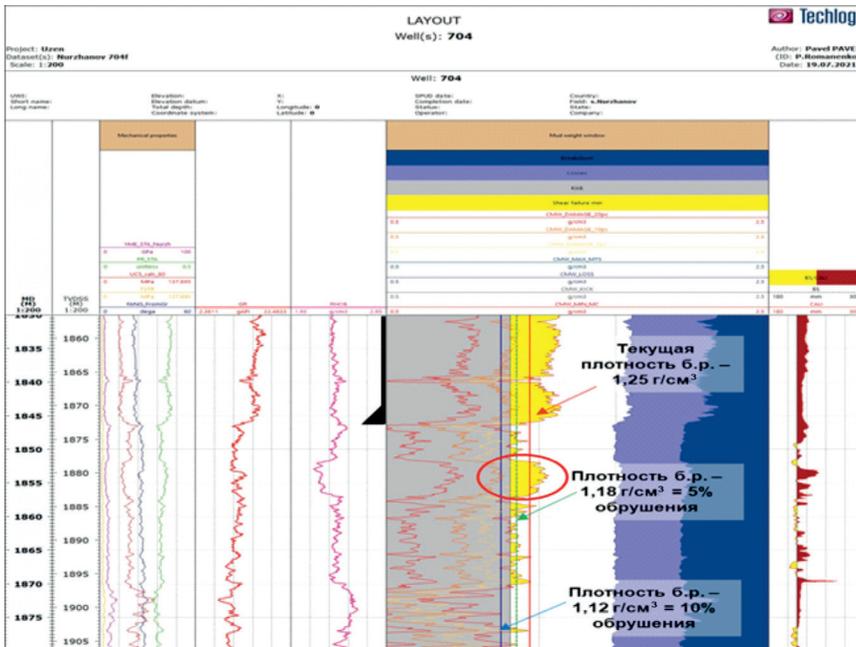


Рисунок 12. Обновление 1D геомеханической модели по скв. 704

Плотности бурового раствора тальной секции, за исключением глинистых интервалов. $1,18 \text{ г/см}^3$ достаточно для поддержания стабильности ствола скважины в горизон-

Рекомендации

Рекомендуется снизить плотность до $1,18 \text{ г/см}^3$ для снижения репрессии на пласт и повышения эффективности ликвидации дифференциального прихвата.

Согласно геомеханическим расчетам возможно снижение плотности от $1,18$ до $1,12 \text{ г/см}^3$ с приемлемым обрушением от 5% до 10%.

Снижение ниже $1,12 \text{ г/см}^3$ нежелательно в силу повышения рисков катастрофического обрушения ствола скважины и механического прихвата.

По результатам предоставленных рекомендаций было проведено снижение плотности бурового раствора до $1,18 \text{ г/см}^3$, прихват ликвидирован.

Выводы

Ниже представлены основные выводы и рекомендации по результатам проведения исследований и одномерного геомеханического моделирования:

1. Благодаря качественно выполненным керновым геомеханическим исследованиям скв. 704 м. С. Нуржанов, полученные результаты используются для построения моделей опорных скважин месторождений ЭМГ.

2. По данным проведенного анализа ГРП построена общая зависимость давления смыкания трещины от пластового давления, что необходимо для калибровки минимального горизонтального напряжения. Также в результате анализа подобраны тектонические коэффициенты по скв. 538 м. С. Нуржанов, необходимые для расчетов при моделировании.

3. Наиболее вероятное направление максимального горизонтального напряжения на месторождениях ЭМГ составляет $100\text{--}150^\circ$. Наиболее благоприятный азимут бурения ГС и расположение скважин с многостадийным ГРП (далее – МГРП) $35\text{--}215^\circ$.

4. Построены геомеханические модели и проведен детальный анализ по скв. 116 и 120, м. Актобе, скв. 264, м. Жанаталап, скв. 2675, м. Вост. Молдабек, скв. 718, м. С. Нуржанов. Произведен расчет горного давления, упруго-прочностных свойств, построены концептуальные модели по скв. 74 м. Гран, скв. 240 м. С. Балгимбаев и др.

5. Основными причинами осложнений при бурении ГС, согласно геомеханическим моделям, являются:

– нестабильность ствола скв. 120 м. Актобе связана с механической нестабильностью глинистой покрышки. Расчетный градиент обвалообразования составил до $1,30\text{--}1,35 \text{ г/см}^3$;

– причина поглощений на ГС м. Жанаталап – превышение градиента порового давления в трещиноватой карбонатной пачке К2. До глубины 200–250 м бурение происходит на депрессии из-за альтитуды скважин ниже уровня моря;

– на м. Молдабек в ГС происходит разрыв слабосцементированных песчаников и образование каверн. Напротив, в интервалах более плотных глинистых отложений или глинистых песчаниках происходит образование корки или выпучивание глин;

– наибольший риск обвалообразования ГС 718 м. С. Нуржанов в горизонтальной секции соответствует глинистому интервалу 1877–1884 м. Расчетный градиент обвалообразования при нулевом обрушении составил $1,35 \text{ г/см}^3$, при обрушении 5% – $1,18 \text{ г/см}^3$, при обрушении 10% – $1,12 \text{ г/см}^3$;

– в соответствии с выявленными причинами выданы следующие рекомендации по предотвращению осложнений:

1. Рекомендуется проведение керновых исследований для верхнеюрских пластов м. Вост. Молдабек, Жанаталап, С. Балгимбаев, Досмухамбетовское.

2. Рекомендуется провести микроимиджеровые исследования или запись многорычажного каверномера на месторождениях с планируемыми операциями МГРП для качественного заложения азимута скважин и увеличения объема стимуляции коллектора.

3. Для более точных расчетов прочностных характеристик пород рекомендуется на месторождениях провести исследования АКШ как минимум в одной опорной вертикальной скважине.

4. Рекомендуется проведение тестов ELOT. Это необходимо для калибровки градиента начала поглощения, определения градиента ГРП, расчета глубины спуска колонн.

5. Рекомендуется производить предбуровое 1D геомеханическое моделирование ГС для оценки рисков нестабильности ствола скважины и снижения аварийности на м. С. Нуржанов, Актобе, Досмухамбетовское и их аналогах, а также скважин с ГРП.

Список использованной литературы

1. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. – Алматы, Минеральные ресурсы Казахстана, 1999, 325 с. // Mestorozhdenija nefti i gaza Kazakhstana [Oil and gas fields in Kazakhstan]. Spravochnik [Handbook. – Almaty, Mineral'nye resursy Kazakhstana [Mineral resources of Kazakhstan], 1999, 325 p.
2. Билинчук А.В., Листик А.Р., Киндюк В.А., Арзуманян П.С. Аспекты проводки ГС в условиях применения стандартного или расширенного комплекса геофизических исследований скважин во время бурения. – ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2018, № 1(7), с. 20–27. // Bilinchuk A.V., Listik A.R., Kindjuk V.A., Arzumanjan P.S. Aspekty provodki GS v uslovijah primenenija standartnogo ili rasshirennogo kompleksa geofizicheskikh issledovanij skvazhin vo vremja burenija [Aspects of horizontal well drilling in the conditions of using a standard or extended complex of geophysical surveys of wells during drilling. – PRONEFT". Professional'no o nefti [Professional about oil], 2018, No. 1(7), pp. 20–27.
3. Науkenов А.Ж., Гончаров И.В. Методика по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий группы компаний АО НК «КазМунайГаз». – Астана, АО НК «КазМунайГаз», 2017 г. // Naukenov A.Zh., Goncharov I.V. Metodika po ocenke tehniko-ekonomicheskoi effektivnosti burovyh rabot i geologo-technicheskikh meroprijatii gruppy kompanii AO NK «KazMunayGas» [Methodology for assessing the technical and economic efficiency of drilling operations and geological and technical measures of the group of companies of JSC NC "KazMunayGas"]. – Astana, AO NK «KazMunayGas», 2017.
4. Турчанинов И.А., Иофис М.А., Каспарьян Э.В. Основы механики горных пород. – М., Недра, 1989. 332 с. // Turchaninov I.A., Iofis M.A., Kaspar'jan Je.V. Osnovy mehaniki gornyh porod [Fundamentals of geomechanics]. – Moscow, Nedra, 1989, p. 332.
5. Желтов Ю.П. Деформации горных пород. – М., Недра, 1966. 198 с. // Zheltov Ju.P. Deformacii gornyh porod [Rock Deformations]. – Moscow, Nedra, 1966, 198 p.
6. Оптимизация размещения и режимов работы новых скважин на основе учёта влияния трещиноватости и геомеханических параметров продуктивных объектов при проектировании и разработке АГКМ: Отчёт о работе/ПГТУ; Рук. работы Кашников Ю.А. – Фонды ООО «Астрахангазпром», Астрахань, 2006. // Optimizacija razmeshhenija i rezhimov raboty novyh skvazhin na osnove uchjota vlijaniya treshhinovatosti i geomechanicheskikh parametrov produktivnyh ob'ektov pri proektirovanii i razrabotke AGKM: Otchet o rabote/PGTU [Optimization of placement and work modes of new wells based on the impact of fracturing and geomechanical parameters of productive objects in the design and development of the Astrakhan gas-condensate field: Work Report/ HTP TP]; Ruk. raboty Kashnikov Ju.A. – Fondy ООО «Astrahangazprom», Astrahan', 2006.

«ЕМБІМҰНАЙГАЗ» АҚ КЕН ОРЫНДАРЫНДА КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАЛАРЫ ҚҰРЫЛЫСЫНДА ГЕОМЕХАНИКАНЫ ҚОЛДАНУ

П.С. Романенко¹, И.Г. Алехин², К.Б. Ашимов¹, С.А. Губашев³

¹ «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

² DeGolyer and MacNaughton Corp, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

³ «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалы, Атырау қ-сы, Қазақстан

Қазіргі уақытта мұнай өндіруді ұлғайту үшін алыс және жақын шетелдерде көлденең ұңғымаларды бұрғылау белсенді түрде дамып келеді және «Ембімұнайгаз» АҚ Қазақстанда бұрғылаудың осы түрін қолданудың айқын мысалы болып табылады. Сонымен қатар, көлденең бұрғылау терең барлау ұңғымалары құрылысы сияқты айтарлықтай күрделі және қымбат процесс болып табылады, бұл жұмысты жоспарлау мен орындау кешенді көзқарасты талап етеді.

Бұрғылаудың технологиялық параметрлерін таңдауда, ұңғыманың оңтайлы конструкциясын және ұңғыма оқпанының тұтастығын қамтамасыз ету үшін қажетті басқа сипаттамаларды анықтау және жалпы алғанда, олардың сәтті құрылысын геомеханикалық модельдеу маңызды рөл атқарады.

Механикалық қасиеттер моделі тау жыныстарының беріктік сипаттамаларын, геологиялық ортаның көлденең кернеулерінің бағытын және бұрғылауды қауіпсіз етуге, асқыну қаупін азайтуға және ұңғыма оқпанының тұтастығын сақтауға көмектесетін көптеген басқа аспектілерді ескереді.

Бұл жұмыста «Ембімұнайгаз» АҚ кен орындарында күрделі көлденең ұңғымалары құрылысы кезіндегі геомеханикалық модельдерді құру процесі С.Нұржанов атындағы кен орындағы негізгі геомеханикалық зерттеулер және «Ембімұнайгаз» АҚ кен орындарының гидравликалық жару деректер базасын талдау нәтижесінде сипатталған. оның ішінде қауіпсіз бұрғылау сұйықтығының тығыздық диапазоны («бұрғылаудың қауіпсіз терезесі»), бұрғылаудың технологиялық параметрлерін оңтайландыру және ұңғымаларды жобалау бойынша ұсыныстар берілді.

Негізгі сөздер: көлденең бұрғылау, геомеханикалық модельдеу, тау жыныстарының беріктік сипаттамалары, қауіпсіз бұрғылау дәлізі, ұңғыма оқпанының тұрақтылығы, үңгір градиенті.

APPLICATION OF GEOMECHANICS IN THE CONSTRUCTION OF HORIZONTAL WELLS AT THE FIELDS OF EMBAMUNAIGAS JSC

P.S. Romanenko¹, I.G. Alekhin², K.B. Ashimov¹, S.A. Gubashev³

¹ KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

² DeGolyer and MacNaughton Corp, Nur-Sultan, Kazakhstan

³ Atyrau branch of “KMG Engineering LLP”, Atyrau, Kazakhstan

Horizontal drilling is currently being actively developed in the near and far abroad to increase oil production, and Embamunaigas JSC is a prime example of this type of drilling in Kazakhstan. At the same time, horizontal drilling is a fairly complex and costly process, just like the construction of deep exploration wells, which requires a comprehensive approach to planning and execution of work.

Geomechanical modelling plays a crucial role in selecting process parameters for drilling, determining optimum well design and other characteristics required to ensure wellbore integrity and overall well construction success.

The mechanical properties model takes into account rock strength characteristics, horizontal stress directions of the geological environment and many other aspects that help make drilling safer, reduce the risk of complications and maintain borehole integrity.

This study describes the process of creating geomechanical models for the construction of complex horizontal wells in the fields of Embamunaigas JSC based on the geomechanical core studies carried out at the S. Nurzhanov field and an analysis of the hydraulic fracturing database for the fields of Embamunaigas JSC. As a result, a safe drilling mud density range (“safe drilling window”) was determined and recommendations were given for the optimisation of drilling parameters and well design.

Key words: horizontal drilling, geomechanical modelling, rock strength characteristics, safe drilling corridor, borehole stability, caving formation gradient.

Информация об авторах

*Романенко Павел Сергеевич – ведущий инженер службы онлайн бурения, p.romanenko@niikmg.kz.

Ашимов Канат Берикханович – эксперт службы онлайн бурения, k.ashimov@niikmg.kz,

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Губашев Сарсенбай Абилович – директор департамента проектирования бурения, gubashev.s@kmg.kz.

Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Алехин Илья Георгиевич – эксперт геомеханик, i.alekhin@niikmg.kz.

DeGolyer and MacNaughton Corp, г. Нур-Султан, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 532.5.031
МРНТИ 28.23.37

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОКСИ-МОДЕЛЕЙ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Ж.Т. Жетруов, К.Н. Шаяхмет, К.К. Карсыбаев, А.М. Булакбай, С.Б. Кулжанова
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Развитие цифровых технологий и вычислительных мощностей способствует ускоренной эволюции методов прогнозирования параметров разработки нефтяных и газовых залежей. Особенно важной вехой для нефтяной индустрии можно считать создание идеи и первые опыты применения искусственных нейронных сетей для разного рода прикладных задач: классификации геолого-технических мероприятий, автоматической интерпретации результатов геофизических исследований скважин и керна. На текущий момент актуальной и не до конца решенной задачей является применение машинного обучения для прогнозирования параметров разработки нефтяных залежей. Возникающие споры при попытках индустриального внедрения технологии связаны с так называемым «черным ящиком» – ситуацией, когда построенная модель не может объяснить физические законы, и в процессе расчета нелинейных зависимостей почти невозможно отследить промежуточные результаты. С учетом вышеописанных проблем на текущий момент лучшей практикой является совмещение моделей машинного обучения и физически содержательных аналитических моделей, описание которых приведено в данной работе.

Ключевые слова: машинное обучение, искусственные нейронные сети, прогноз параметров разработки.

Введение

Для более полного понимания материала здесь и далее необходимо привести описание терминов и понятий:

1) Прокси-модель – это математическая или физическая модель подземного пласта, которая по принципу гидродинамического моделирования адаптируется на определенный период времени и используется для получения прогноза параметров разработки;

2) Машинное обучение – это подраздел искусственного интеллекта, изучающий методы построения алгоритмов, способных обучаться на определенных данных и, основываясь на системе подобранных коэффициентов, прогнозировать необходимые параметры;

3) Искусственная нейронная сеть – раздел машинного обучения, а точнее модель, построенная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей, нервных клеток живого организма;

4) Физически содержательные методы – методы построения прокси-модели, основу которой составляют принципы материального баланса и закона Дарси.

Данные методы предполагают некоторые ограничения, но широко используются в прикладных задачах нефтяной индустрии.

Литературный обзор

Методы прокси-моделирования широко применяются в практике нефтедобывающих компаний для оперативного управления заводнением и оптимизации режимов работы скважин. В отличие от гидродинамических симуляторов, в которых должна решаться прямая задача гидродинамики, прокси-модель представляет собой полностью обратную задачу, т.е. проводится подбор параметров для воспроизведения фактической динамики работы скважин. На основе данных закачки и добычи может быть получено важное представление о характеристиках работы залежи. Для принятия оптимального решения по закачке воды, необходимо предсказать реакцию добычи нефти при различных сценариях закачки воды.

Электрические сети с емкостным сопротивлением имеют историческое значение при моделировании процессов движения нефти. Фактически они являются предшественником моделирования под-

земного резервуара. Использование таких сетей для объяснения поведения подземного потока в пористой среде восходит к 40-м гг. XX в. и совпадает с началом разработки первой в мире электронной цифровой вычислительной машины. Гениальный эксперимент исследователя Брюса состоял из цепи конденсаторов и резисторов, имитирующих мощные резервуары с водяным приводом [1]. В то время аналогичные задачи невозможно было решить математически из-за отсутствия вычислительных ресурсов. Эксперимент Брюса был основан на аналогии между основными уравнениями потока в пористой среде и электрическими схемами. Расход жидкости вызван разницей давления, в то время как поток электронов (электрический ток) вызывается разностью потенциалов. В обоих случаях среда обладает характерным сопротивлением к потоку. Кроме того, эти системы могут хранить энергию, в пласте флюиды могут накапливаться из-за его сжимаемости, а в контурах электроны хранятся в конденсаторах.

Валь и другие исследователи представили применение емкостной резистивной модели для тестирования производительности четырех самых крупнейших месторождений Саудовской Аравии [2]. Они использовали контроллеры для ввода наблюдаемых дебитов и давлений, следующим шагом выполнили регулировку емкостей и сопротивлений для проведения адаптации расчетных показателей с историческими данными.

В 2003 г. исследователи Альбертони и Лейк совместно предложили модель межскважинного взаимодействия на основе многомерной линейной регрессии [3]. На основе их работы в 2006 г. Юсеф разработал Capacitance-Resistance Model (далее – CRM), которая учитывает эффекты как сжимаемости, так и проницаемости, тем самым лучше фиксируя истинное снижение производительности добывающей скважины и временной лаг между скоростью закачки и дебитом [4]. В модели CRM каждая пара скважин содержит 2 параметра: первый параметр – это коэффициент взаимовлияния, количественно определяющий возможность соединения между добывающей и нагнетательной скважиной, а второй параметр – постоянная времени, которая количественно определяет степень накопления жидкости между скважинами. CRM прогнозируют дебиты скважин

исключительно на основе ранее наблюдаемых дебитов, закачки и забойных давлений: по этой причине для выполнения расчетов не требуется наличие геологической модели залежи. Далее Сайарпур в 2009 г. продолжил развитие дальнейшего применения CRM-модели для быстрого определения эффективности заводнения и его дальнейшей оптимизации [5].

Позднее CRM претерпела изменения с учетом различных сценариев разработки месторождений. Например, Кавиани с соавторами в 2012 г. дополнили CRM функцией моделирования случаев с безмерными колебаниями забойных давлений [6]. Соруш в 2014 г. внес изменения в CRM с учетом скин-фактора и перерывов работы скважин [7].

Наиболее совершенным классом физически содержательных прокси-моделей, которые решают проблему воспроизведения обводненности, является Interwell Numerical Simulation Model (далее – INSIM), разработанная Жао в 2015 г. [8]. Основная цель INSIM – предоставить быструю и упрощенную имитационную модель для достаточно точного расчета потока.

Виды CRM

CRM – емкостно-резистивная модель, которая на основе уравнений материального баланса и Дюпюи позволяет рассчитывать гидродинамическую связь между скважинами. Базовое уравнение материального баланса для пласта с заводнением имеет вид:

$$c_t * Vp * \frac{dp}{dt} = w(t) - q(t) \quad (1)$$

где c_t – общая сжимаемость, V_p – поровый объем, p – среднее пластовое давление, $w(t)$ – приемистость и $q(t)$ – дебит жидкости.

Дебит жидкости скважин представлен следующим уравнением:

$$q(t) = J(p(t) - p_{wf}(t)) \quad (2)$$

где p_{wf} – забойное давление и J – коэффициент продуктивности добывающей скважины.

Таким образом, p можно выразить через q , p_{wf} и J и, заменив его в уравнении (1), получить:

$$\tau \frac{dq}{dt} + q(t) = w(t) - \tau J \frac{dp_{wf}}{dt} \quad (3)$$

где значения дебитов и приемистостей в пластовых условиях, и τ – временная константа, представленная как:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (4)$$

Обратная временной константы $\frac{1}{\tau}$ является эквивалентом темпа падения добычи на естественном режиме работы пласта.

Основные допущения моделей CRM:

- неизменная температура пласта;
- флюиды и поровый объем слегка сжимаемы;
- незначительные капиллярные силы;
- постоянный объем с мгновенной реакцией пласта на закачку;
- постоянный коэффициент продуктивности.

В качестве основных входных данных используются исторические показатели добычи нефти, воды и закачки, забойные давления добывающих скважин, химические свойства нефти, объемы пласта.

В данном докладе рассмотрены 3 модели CRM: Tank Based Capacitance-Resistance Model (далее – CRMT), Block Based Capacitance-Resistance Model (далее – CRMB) и Producer Based Capacitance-Resistance Model (далее – CRMP).

CRMT

Контрольным объемом для CRMT является весь поровый объем месторождения. Материальный баланс рассчитывается для двух псевдо-скважин, дебит которых равен суммарной закачке и суммарной добыче (рис. 1).

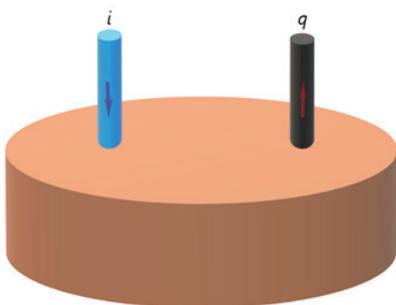


Рисунок 1. Схематическое представление модели CRMT

i – нагнетательная скважина
q – добывающая скважина

Для расчета временной константы τ используются средние свойства пласта.

Главный недостаток модели – это использование одного значения забойного давления для всех добывающих скважин. Результаты адаптации на такой модели могут быть использованы как начальное приближение в последующих, более сложных по структуре моделях.

CRMB

Модели CRMT и CRMP предполагают незамедлительную реакцию добывающих скважин на изменение режима закачки воды в нагнетательной скважине. Для учета временной задержки в ответной реакции добывающих скважин разработана модель CRMB, подразумевающая разделение объема пласта на несколько одинаковых по геометрии блоков. На рис. 2 представлено схематичное представление модели CRMB.

Залежь разделяется на несколько блоков. Показатели последнего блока соответствуют параметрам добывающей скважины. Блоки между собой различаются значениями τ (временная константа).

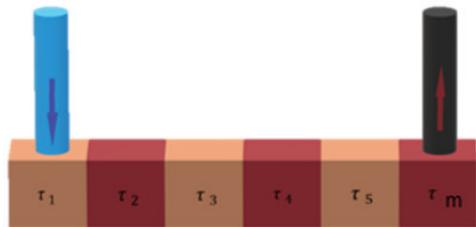


Рисунок 2. Схематичное представление модели CRMB

τ – временная константа

Метод рекомендуется для использования на месторождениях с удаленным расстоянием между добывающей и нагнетательной скважинами с низкими значениями проницаемости. Реализуется возможность разделения межскважинного пространства на несколько блоков с разными τ , что позволяет смоделировать залежь с изменяемыми фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС) по площади.

К недостаткам модели относится его сильная чувствительность к значениям закачки воды, при адаптации модели расчетная кривая постоянно стремится повторить тренд фактической закачки. По этой причине модель нецелесообразно применять при близком расположении скважин и с высокими значениями проницаемости.

CRMP

Модель CRMP является мультиобъемной моделью, где каждая добывающая скважина имеет свой поровый объем, и учитывает влияние всех нагнетательных скважин, потенциально влияющих на добычу жидкости (рис. 3).

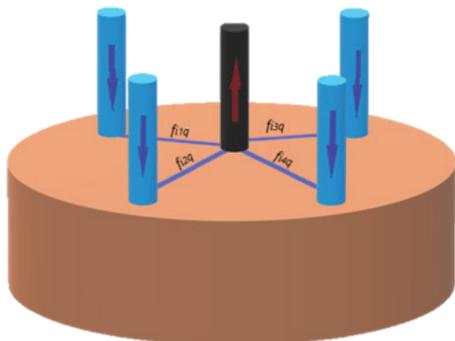


Рисунок 3. Схематичное представление модели CRMP

f_{ij} – коэффициент взаимовлияния

Модель CRMP описывается следующим уравнением:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\left(\frac{t_n-t_k}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{-\frac{-\Delta t_k}{\tau_j}} \right) \left[\sum_{i=1}^{N_i} \left[f_{ij} l_i^{(k)} \right] - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\} \quad (5)$$

где

$q_j(t_n)$ – дебит жидкости в момент времени t_n ;

$q_j(t_0)$ – дебит жидкости в момент времени t_0 ;

τ_j – временная константа;

$\tau_j = \left(\frac{c_t V_p}{J} \right)_j$ – временная константа;

C_t – общая сжимаемость;

V_p – эффективный поровый объем;

J – коэффициент продуктивности;

Δt_k – временной шаг;

f_{ij} – коэффициент взаимовлияния;

l_i – закачка нагнетательной скважины i ;

J_j – коэффициент продуктивности;

$\Delta p_{wf,j}^{(k)}$ – изменение забойного давления;

c_t – общая сжимаемость;

V_p – эффективный поровый объем.

Основными преимуществами модели CRMP являются возможность индивидуального расчета добычи жидкости по каждой добывающей скважине и определение доли закачки каждой нагнетательной скважины.

Практическое применение CRMP

В рамках практического применения модели CRMP были выполнены следующие работы:

- разработка алгоритма адаптации;
- адаптация CRMP на синтетических данных геолого-гидродинамической модели (далее – ГГДМ);
- адаптация на промысловых данных месторождения X;
- прогноз добычи жидкости и нефти по результатам адаптации на промысловых данных.

Наилучшая адаптация модели CRMP достигается при минимальной среднеквадратичной ошибке (далее – MSE) между фактическими и рассчитанными значениями добычи жидкости по скважине. Для лучшей адаптации расчетных уровней добычи жидкости необходимо подобрать оптимальные значения переменных из формулы (5):

- коэффициента взаимовлияния нагнетательной и добывающей скважин (f_{ij});
- коэффициента продуктивности добывающей скважины (J);
- вовлеченного порового объема добывающей скважины (V_p).

Для подбора оптимальных значений вышеописанных переменных используется итерационный метод численной оптимизации Бройдена – Флетчера – Гольдфарба – Шанно (далее – BFGS), предназначенный для нахождения локального минимума целевой функции (MSE). Алгоритм BFGS можно описать следующим образом.

Пусть задана некоторая функция $f(x, y)$, и мы решаем задачу оптимизации: $\min f(x, y)$, где в общем случае $f(x, y)$ является невыпуклой функцией, которая имеет непрерывные вторые производные:

1) Инициализируем начальную точку x_0 , задаем точность поиска > 0 . Определяем начальное приближение $H_0 = B_0^{-1}$, где B_0^{-1} – обратный гессиан функции. В качестве начального приближения можно взять гессиан функции, вычисленный в начальной точке x_0 . Иначе можно использовать

хорошо обусловленную, невырожденную матрицу, на практике часто берут единичную матрицу;

2) Находим точку, в направлении которой будем производить поиск, она определяется следующим образом:

$$p_k = -H_k * \nabla f_k \quad (6)$$

3) Вычисляем x_{k+1} через рекуррентное соотношение:

$$x_{k+1} = x_k + k * p_k \quad (7)$$

Коэффициент k находим, используя линейный поиск, где k удовлетворяет условиям Вольфе:

$$f(x_k + k * p_k) \leq f(x_k) + c_1 * k * \nabla f_k^T * p_k \quad (8)$$

$$\nabla f(x_k + k * p_k)^T * p_k \geq c_2 * \nabla f_k^T * p_k \quad (9)$$

Константы 1 и 2 выбирают следующим образом: $0 \leq c_1 \leq c_2 \leq 1$. В большинстве реализации $c_1 = 0,0001$ и $c_2 = 0,9$. Фактически мы находим такое k при котором значение функции $f(x_k + k * p_k)$ минимально.

4) Определяем векторы:

$$s_k = x_{k+1} - x_k \quad (10)$$

$$y_k = \nabla f_{k+1} - \nabla f_k \quad (11)$$

где s_k – шаг алгоритма на итерации, y_k – изменение градиента на итерации.

5) Обновляем гессиан функции, согласно следующей формуле:

$$H_{k+1} = (I - k * y_k * s_k^T) + s_k * s_k^T \quad (12)$$

где $k = 1/(y_k^T * s_k)$, а I – единичная матрица.

Оптимальные значения переменных, определенные в результате адаптации, используются в дальнейшем для расчета прогнозных дебитов жидкости при задаваемых значениях приемистостей нагнетательных скважин и забойных давлений добывающих скважин.

Все расчеты модели CRMP выполнялись в программном коде на программном обеспечении (далее – ПО) Python.

С целью адаптации модели CRMP на синтетических данных ГГДМ было подготовлено 18 секторных моделей различной сложности с геологическими и физико-химическими свойствами месторождения X. Данная работа выполнялась для оценки работоспособности модели на «чистых» данных приемистостей нагнетательных скважин, дебитов и забойных давлений добывающих скважин.

Выбранный объект месторождения X имеет утвержденный КИН 0,38 ед. (начальные геологические запасы – 19,8 млн т, начальные извлекаемые запасы – 7,5 млн т). На начало года остаточные извлекаемые запасы составляли 3,5 млн т с накопленной компенсацией 32% и обводненностью 76%. На объекте работает 64 добывающих скважины и 12 нагнетательных скважин.

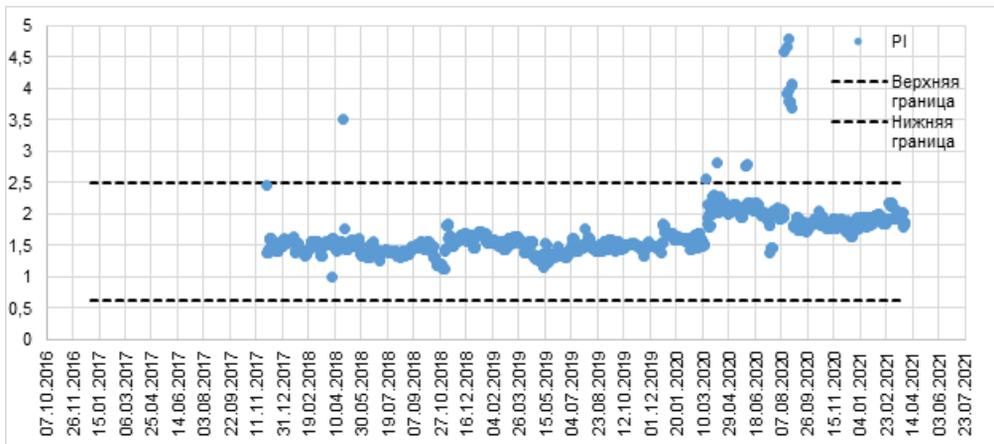


Рисунок 4. Пример скважины с аномальными значениями забойных давлений

На этапе адаптации модели CRMP на промысловых данных месторождения X был выполнен препроцессинг входных данных и пересчет аномальных значений забойных давлений добывающих скважин. Необходимость препроцессинга обусловлена наличием скважин либо с аномально высокими, либо с аномально низкими значениями забойных давлений. Для определения аномальных значений был проведен расчет динамических коэффициентов продуктивности добывающих скважин и экспертно определен коридор допустимых значений.

На рис. 4 представлен пример скважины с аномальными значениями забойных давлений. Препроцессинг подразумевает пересчет забойных давлений с приведением значений коэффициентов продуктивности в допустимый коридор.

Также была внедрена функция подбора периода адаптации с учетом проведенных геолого-технических мероприятий и длительных периодов простоя добывающих скважин, способных изменить ФЭС призабойной зоны пласта.

Для оценки точности прогноза дебитов жидкости добывающих скважин месторождения X были проведены 3 варианта расчетов адаптации: на полную историю добычи скважин, на последние 200 и 100 дней добычи. Также был рассчитан прогноз дебитов жидкости на 3 периода различной продолжительности: 7, 30 и 90 дней.

Для прогноза дебита нефти была разработана и реализована физическая прокси-модель CRMP + BFGS + WOR + Ensemble с учетом следующих факторов:

- текущий водонефтяной фактор (далее – ВНФ);
- остаточные извлекаемые запасы нефти;
- закачка во влияющие нагнетательные скважины.

Также в ПО Python был реализован классический метод материального баланса, основанный на данных добычи и закачки и обработанных результатах гидродинамических исследований скважин. Результаты расчетов прогноза дебита жидкости и нефти подаются в функцию материального баланса в виде входных данных, и на выходе функция отображает пользователю графическое представление пластового давления на период прогноза. Материальный баланс был рассчитан от-

дельно по сводам объекта эксплуатации месторождения X.

Результаты тестирования

На начальном этапе работ алгоритм модели CRMP был реализован в ПО Microsoft Excel VBA. Точность и надежность прогнозирования дебитов жидкости и нефти по модели CRMP были проверены на синтетической модели с 9 нагнетательными и 16 добывающими скважинами со схожими параметрами геолого-физических свойств реальной залежи. В результате итеративного подбора параметров (c_i , V_p , f_{ij}), отклонение дебитов жидкости в целом по синтетической модели от расчетных моделей CRMP составило 9%. Среднее отклонение по добывающим скважинам составило 13%.

Поскольку прогнозные расчеты CRMP показали хорошую сходимость с результатами синтетической модели, алгоритм CRMP модели был переписан в ПО Python, и последующие расчеты прогнозных вариантов сравнивались с фактическими промысловыми данными месторождения X. Объект месторождения условно разделен на 12 кластеров по методу Вороного [9], где каждый кластер содержит 1 нагнетательную скважину и окружающие добывающие скважины (всего 59 ед.). При адаптации модели на исторические данные используется встроенная библиотека `scipy.optimize` ПО Python, которая итеративно подбирает значения параметров модели (c_i , V_p , f_{ij}) с целью минимизации ошибки сходимости фактических и расчетных значений дебитов жидкости по каждой добывающей скважине.

Адаптация модели на фактические промысловые данные была выполнена на трехгодичный период, при котором были получены отклонения абсолютной средней ошибки между фактическими и рассчитанными значениями дебитов жидкости по скважинам в диапазоне от 7% до 32%. Большие отклонения в основном связаны с погрешностью/неточностью промысловых замеров и нефизичностью продуктивности скважины.

Стоит также отметить, что адаптация модели на период 3 года значительно увеличивает время расчета из-за длительной истории разработки, вследствие чего были выполнены дополнительные расчеты адаптации на периоды 200 и 100 дней. Адаптация на 100 дней приводит к ниже-

нию времени расчетов примерно в 10 раз, расчет адаптации на одну скважину занимает меньше минуты, тогда как, к примеру, в первом варианте из-за длительной исто-

рии разработки (3 года) поиск оптимального решения на каждую пару добывающих и нагнетательных скважин занимает от 5 до 10 мин.



Рисунок 5. Сравнение динамики добычи жидкости по синтетической модели и CRMP

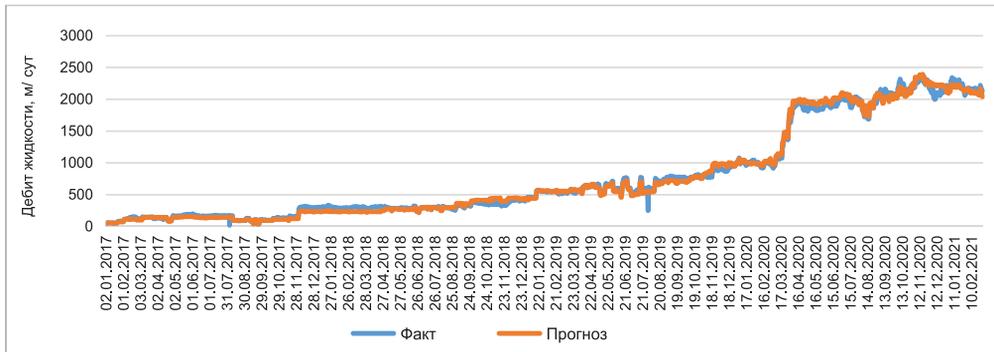


Рисунок 6. Адаптация модели CRMP на фактические промысловые данные (3 года) месторождения X

С целью улучшения адаптации модели CRMP на фактические промысловые данные в ПО Python были реализованы различные варианты «слепого тестирования» (blind test). «Слепое тестирование» – это ретроспективный анализ, в котором после адаптации модели к истории разработки выполняются прогнозные расчеты на период, где имеются фактические данные. Отклонение расчетных прогнозных данных от фактических значений отражает качество адаптации модели.

В соответствии с планом были разработаны 9 вариантов расчета модели с адаптацией на полный период (3 года), 200 дней и 100 дней и прогнозным периодом на 7, 30 и 90 дней. В результате выполненных расчетов наилучшая адаптация получена по варианту 100 дней адаптации с тридцатидневным прогнозом, среднее mean absolute percentage error (далее – MAPE) по всем скважинам составило 21,8%. На рис. 7 представлены результаты по значениям MAPE с разбиением на кластеры.



Рисунок 7. Средние значения MAPE по адаптации на 100 дней и прогнозу на 30 дней

Выводы

Применение прокси-моделей различной степени сложности для моделирования поведения потока в пористой и проницаемой среде началось в середине XX в., и с развитием вычислительной мощности были возобновлены попытки применения данного типа моделей в коммерческих продуктах, ориентированных на прогнозирование параметров разработки залежей нефти и газа.

В ходе данной работы на основе результатов адаптации был выбран метод CRMP для дальнейшего применения на реальных данных и возможности среднесрочного прогнозирования параметров разработки. В результате работы команды специалистов был создан алгоритм в ПО Python с подбором настроечных коэффициентов функций с использованием метода численной оптимизации BFGS, подобран оптимальный период адаптации (100 дней) и прогнозирования (30 дней), разработан ансамбль моделей характеристик вытеснения (линейные/ экспоненциальные тренды ВНФ с учетом остаточных запасов нефти) для прогнозирования дебита нефти. Показателями эффективности между фактическими и рассчитанными значениями добычи жидкости и нефти по скважинам и оцениваемому участку в целом выбраны метрики: средняя абсолютная процентная ошибка (MAPE) и среднеквадратичная ошибка (MSE).

Полученные результаты позволяют сделать ряд выводов и выявить направления для будущих исследований для улучшения работы алгоритма и применения прокси-моделей:

1. Прокси-модели могут служить альтернативой ГГДМ благодаря скорости и упрощенной физике расчетов для оперативного управления разработкой месторождений.

2. Получена прокси-модель, которая может генерировать различные сценарии параметров разработки (добычи жидкости/нефти, пластовое давление) с учетом текущей оценки взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин. Для осуществления прогноза в модель подаются забойные давления добывающих скважин и уровни закачки нагнетательных скважин.

3. Для адаптации и корректной работы алгоритма необязательно использование длительной истории работы скважин; для более корректного прогноза достаточно периода, в котором нет существенных изменений коэффициента продуктивности, отсутствовали длительные остановки скважин и не проводилось геолого-технических мероприятий скважин.

4. Основным сдерживающим фактором точности получаемых прогнозов является качество исходных данных, наибольшее влияние оказывает история изменений забойных давлений и точность замеров жидкости и нефти.

С точки зрения авторов, с развитием искусственного интеллекта и алгоритмов машинного обучения открываются новые перспективы для увеличения точности и коммерческого использования прокси-моделей. В будущих работах будет рассмотрен так называемый гибридный подход, когда прогнозные данные из прокси-модели будут использованы как один из входных параметров настраиваемой модели машинного обучения.

Список использованной литературы

1. Bruce, W.A. An Electrical Device for Analyzing Oil-reservoir Behavior. – Pet. Technol., 1943, 151, p. 112–124. DOI: 10.2118/943112-G.
2. Wahl W.; Mullins L.; Barham R.; Bartlett W. Matching the Performance of Saudi Arabian Oil Fields with an Electrical Model. – J. Pet. Technol. 1962, 14, p.1275–1282. DOI: 10.2118/414-PA
3. Albertoni A.; Lake L.W. Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods. – SPE Reserv. Eval. Eng., 2003, 6, p. 6–16. DOI: 10.2118/83381-PA.
4. Yousef A.A.; Gentil P.H.; Jensen J.L.; Lake L.W. A Capacitance Model to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations. – SPE Reserv. Eval. Eng., 2006, 9, p. 630–646. DOI: 10.2118/95322-PA.
5. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. – J. Pet. Sci. Eng., 2009, 69, p. 227–238. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.09.006.
6. Kaviani D.; Jensen J.L.; Lake L.W. Estimation of interwell connectivity in the case of unmeasured fluctuating bottomhole pressures. – J. Pet. Sci. Eng., 2012, p. 90–91, 79–95. DOI:10.1016/j.petrol.2012.04.008.
7. Soroush, M.; Kaviani, D.; Jensen, J.L. Interwell connectivity evaluation in cases of changing skin and frequent production interruptions. – J. Pet. Sci. Eng., 2014, 122, p. 616–630. DOI:10.1016/j.petrol.2014.09.001.
8. Zhao H.; Kang, Z.; Zhang X.; Sun H.; Cao L.; Albert C. R. INSIM: A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application – SPE Reserv. Simul. Symp., February 2015. Doi: <https://doi.org/SPE-173213-MS>
9. Voronoi, G.F. Nouvelles applications des paramètres continus à la théorie de formes quadratiques. – Journal für die reine und angewandte Mathematik, 1908, 134. p. 198–287. DOI: <https://doi.org/10.2118/205488-PA>

МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ИГЕРУ ПАРАМЕТРЛЕРІН БОЛЖАУДА ПРОКСИ МОДЕЛЬДЕРДІ ҚОЛДАНУ

Ж.Т. Жетруов, Қ.Н. Шаяхмет, К.К. Қарсыбаев, А.М. Булақбай, С.Б. Құлжанова

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

Мұнай және газ кен орындарын игеру параметрлерін болжау әдістерінің эволюциясы цифрлық технологиялар мен есептеу қуатының дамуына байланысты жаңа мүмкіндіктерге ие болды. Мұнай өнеркәсібі үшін ерекше маңызды кезең ретінде әр түрлі қолданбалы тапсырмалар үшін жасанды нейрондық желілерді қолданудың идеясының пайда болуы мен алғашқы тәжірибелерді жасауды санауға болады: геологиялық-техникалық шараларды классификациялау, ұңғымаларды каротаждау және кернді зерттеу нәтижелерін автоматты түрде интерпретациялау. Қазіргі уақытта өзекті және толық шешілмеген мәселенің бірі болып мұнай кен орындарын игеру параметрлерін болжау үшін машиналық оқытуды пайдалану болып саналады. Технологияны өнеркәсіптік енгізу кезінде туындайтын даулар «қара жәшік» деп аталатын мәселеге байланысты орын алады – құрастырылған модель физикалық заңдарды түсіндіре алмайды, ал сызықтық емес тәуелділіктерді есептеу процесінде аралық нәтижелерді қадағалау мүмкіншілігі болмайды. Жоғарыда сипатталған мәселелерді ескере отырып, қазіргі уақытта ең жақсы тәжірибе осы мақалада сипатталған машиналық оқыту үлгілері мен физикалық аналитикалық модельдерді біріктіру болып табылады.

Негізгі сөздер: машиналық оқыту, жасанды нейрондық желілер, игеру параметрлерін болжау.

APPLICATION OF PROXY MODELS FOR OIL RESERVOIRS PERFORMANCE PREDICTION

Zh.T. Zhetruov, K.N. Shayakhmet, K.K. Karsybayev, A.M. Bulakbay, S.B. Kulzhanova
KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

The evolution of oil and gas reservoirs development parameters prediction has received new opportunities due to the development of digital technologies and computing power. The idea and first experiments in the use of artificial neural networks for various kinds of applied problems as classification of workover actions, automatic interpretation of geophysical well logging and core analyses results can be considered as an important milestone for the oil industry. The application of machine learning for reservoir development parameters prediction is currently a pressing and unresolved issue. Disputes arising in attempts to industrialize this technology are associated with so-called “black box” – a situation when the constructed model cannot explain physical laws and it is almost impossible to track intermediate results in the process of calculating non-linear dependencies. Given the problems described above, the current best practice is to combine machine learning models and physically meaningful analytical models as described in this paper.

Key words: machine learning, artificial neural networks, prediction of development parameters.

Информация об авторах

Жетруов Жасулан Талгатбекович – руководитель службы по аналитике,
zh.zhetruov@niikmg.kz.

***Шаяхмет Қайыргелді Нұрланұлы** – ведущий инженер службы по аналитике,
k.shayakhmet@niikmg.kz.

Карсыбаев Куат Куанышевич – эксперт службы по аналитике,
k.karsybayev@niikmg.kz.

Бұлақбай Азамат Мұратбекұлы – ведущий инженер службы по аналитике,
a.bulakbay@niikmg.kz.

Құлжанова Сара Болатқызы – старший инженер службы по аналитике,
s.kulzhanova@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

ИЗУЧЕНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕННЫХ СИСТЕМ С ЦЕЛЬЮ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС

А.А. Есетжанов, А.К. Жайлыбай, О.Б. Саенко, М.С. Сагындиқов
Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

Термические методы повышения нефтеотдачи пластов являются традиционным подходом при первичной и вторичной разработке месторождений тяжелой нефти. Несмотря на эффективность таких методов, за счет наличия высокопроницаемых каналов наблюдаются прорывы рабочего агента в добывающие скважины, приводящие к резкому увеличению обводнённости добываемой продукции и повышению температуры забоя скважин.

В данной статье представлен литературный обзор мирового опыта применения различных технологий выравнивания профиля приёмистости в условиях паротеплового воздействия. На основе литературного обзора изучена применимость технологии пенных систем на месторождении Каражанбас, были проведены фильтрационные исследования по определению фактора сопротивления и коэффициента вытеснения. Полученные результаты подтвердили образование пены в пластовых условиях ростом сопротивления закачки при её фильтрации через образец керна и визуально на выходе из образца, пророст коэффициента вытеснения составил 17,41%. Научная новизна работы заключается в изучении применимости технологии выравнивания профиля приемистости с применением пены для условий месторождения Каражанбас, которая ранее не исследовалась и не была испытана ни на одном месторождении Казахстана.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, коэффициент вытеснения нефти, фактор сопротивления, фильтрационные исследования, пенный пар.

Введение

Большинство методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти нацелены на снижение её вязкости и повышение подвижности за счет нагнетания теплоносителей в пласт. Паротепловое воздействие (далее – ПТВ) является самым распространённым и одним из эффективных методов увеличения нефтеотдачи для таких месторождений [1]. Однако при реализации данной технологии существует ряд осложнений, приводящих к снижению эффективности процесса вытеснения. Одними из наиболее распространенных осложнений являются преждевременный прорыв рабочего агента в добывающие скважины и увеличение паронефтяного фактора. Такие негативные последствия появляются, в частности, по причине перемещения пара к верхней части коллектора из-за плотностного различия и наличия зон низких фильтрационных сопротивлений (далее – НФС). В целях недопущения или

уменьшения вышеупомянутых эффектов ПТВ, для обеспечения равномерного движения пара по пласту издавна используются комбинации с пенообразующими композициями на основе поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) [2].

Комбинирование водяного пара с неконденсирующимися газами (углекислым газом, азотом) повышает эффективность вытеснения нефти из пласта, и для предотвращения преждевременных прорывов по зонам НФС в пар добавляют термостойкие ПАВ, в результате чего образуется так называемый пенный пар (steam foam), характеризующийся более высокой вязкостью, что способствует увеличению охвата пласта рабочим агентом, обеспечивает более равномерное вытеснение нефти и предотвращает преждевременные прорывы пара в добывающие скважины.

В данной работе представлен анализ мирового опыта применения технологии выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП) паронагнетательных скважин

Таблица 1. Сводная информация по опыту закачки ПАВ на различных месторождениях мира [3]

| Месторождение | Участок | Глубина, м | Эфф. толщина, м | Пористость, % | Проницаемость, Д | Плотность, г/см ³ | Вязкость в пластовых условиях, мПа·с *10 ³ | Сухость пара, % | Режим закачки | Концентрация ПАВ, % | Неконд. газ | Эфф. ПАВ, т/кг | Макс. темп. пара, °С |
|------------------|------------------------|------------|-----------------|---------------|------------------|------------------------------|---|-----------------|---------------|---------------------|----------------------------------|----------------|----------------------|
| Kern River | Green & Whittier Mecca | 200 | 135 | 25 | 0,6 | 0,98 | 6,4 | 70 | непр. | 0,83 | N ₂ , потом прир. газ | | 190 |
| | | 305 | 22,5 | 30 | 1-5 | 0,98 | 1,78 | 70 | цикл. | 0,5 | N ₂ | 0,05 | 170 |
| | | 135 | 24 | 23 | 2 | 0,99 | | 80 | полунепр. | 1,2, 2,4, 5,0 | N ₂ | 0,06-0,13 | |
| | | 185 | 16 | 30 | | 0,98 | | 50 | непр. | 1,5 | N ₂ | 0,03 | 150 |
| North Kern Front | Bishop | 480 | 18 | 33 | 2,21 | 0,98 | | | цикл. | | N ₂ | 0,95 | 200 |
| | | 685 | 36 | 33 | 2,2 | 0,97 | 4,5-10 | | непр. | | | | |
| San Ardo | Rosenberg 85A | 965 | 9 | | | | 25 | | непр. | 0,67 | N ₂ | | |
| Cat Canyon | Winkleman Dome Nugget | 345 | 24 | 22,8 | 0,48 | 0,97 | 0,8-1,1 | 50 | непр. | 1-8 | CH ₄ | 0,17 | 240 |
| | | 425 | 120 | 35 | 1 | | | | цикл. | | | | |
| | | 335 | 95 | 36,5 | 3,9 | 0,98 | 0,9 | 50 | цикл. | 0,1-0,5 | N ₂ | 1,34 | 240 |
| Midway-Sunset | 26C, 76AW | 365 | 79 | 29 | 1,4 | 0,97 | 1,5 | 58 | цикл. | 0,5 | N ₂ | 0,34 | 250 |
| | | 305 | 122 | 28 | 2 | 0,99 | | | непр. | | воздух | | |
| | | 425 | 50 | 27 | 1-2 | | | | полунепр. | 0,27 | N ₂ | 0,08 | 240 |
| | | 320 | 41 | 30 | 0,7-2 | | | 44-52 | спец. | 0,01-0,54 | N ₂ | | |
| Tia Juana | Guadalupe | 305 | 24-51 | 38,1 | | 0,99 | 2-6 | 85 | непр. | 0,25-2,0 | N ₂ | | 215 |
| | | 850 | 8,5 | 35 | 1,55 | 1,01 | 0,56 | 75 | непр. | 0,1-0,5 | N ₂ | 0,05 | 265 |
| | Laguillas | | | | | 0,97 | 0,5-1 | 50-70 | непр. | 0,5 | | | 265 |
| | | | | | | 0,97 | 0,5-1 | 50 | непр. | 1 | | | 265 |
| Dome Tumbador | Bachaquero | 490 | 134 | 34 | | 0,99 | | 60 | непр. | 0,5 | N ₂ | 0,06 | 235 |
| | | 175 | 30 | 35 | 1,5-3,5 | 0,98 | 1,6 | | полунепр. | 0,5-1,0 | N ₂ | 0,36 | 220 |
| Gregoire Lake | South Belridge | 180 | 41 | 30 | | | 2000 | 80 | полунепр. | 0,2 | N ₂ | 0,05-0,12 | 250 |
| | | | | | | | | | | | | | |
| Levantine Moreni | Casper Creek | 230 | 39 | 29 | 1 | 0,95 | 0,8 | 80 | цикл. | 1-2 | N ₂ | | 225 |
| | | 790 | 1,5-5,0 | 24 | 0,37-3,6 | 0,97 | 0,6 | | непр. | 0,65 | N ₂ | | 290 |
| Cymric | 4-10W Section 26W | 305 | 13,5 | 39 | 0,5-2 | 0,98 | 2 | 82 потом 56 | непр. | 0,32 | | | 250 |
| | | 1300 | 20-45 | | | 0,98 | 3-10 | | непр. | | | | |
| Shanjiasi | B6 Block | 1360 | 11-14 | 25 | 2,67 | | | | смеш. | | | | 336 |
| | | 1320 | | | 2,4 | | 320-560 | | смеш. | | | | 360 |
| Shengli | D41 Block | 1230 | 8-30,5 | 33,5 | 1,8 | 0,92 | 1,5-3,9 | 80-95+ | непр. | | | | 310 |
| | | | | 30,4 | 2,2 | 0,94-0,97 | 11,3-21 | | цикл. | | | | |
| Henan | Gudao Block | 75-245 | 9,1 | | | | | | цикл. | | | | |
| | | 550-2400 | 10-100 | 20-35 | 0,3-5,5 | 0,96-1,01 | 0,5-500 | | цикл. | | | | |
| Liaohе | Восток, Север | 300-400 | 26-51 | 34 | 0,71-3,4 | 0,94 | 0,4-0,79 | 70-80 | | | | | 230-280 |

(далее – ПНС) для условий высоковязкой и тяжелой нефти. Для оценки применимости технологии пенного пара в условиях м. Каражанбас выполнен сравнительный анализ основных характеристик данного месторождения и проектов-аналогов, подобран перспективный участок пилотного испытания и поставлен физический эксперимент на керновом материале с моделированием пластовых условий.

Литературный обзор технологии пенного пара

Оказавшись на вскрытой поверхности в песчаном пласте, ПАВ образует сильную пену в зоне, в которой нет нефти, таким образом ненасыщенная нефтью область эффективно создает сопротивление потоку и перенаправляет пар в области пласта с высокой нефтенасыщенностью, тем самым увеличивает охват пласта воздействием пара, что впоследствии увеличивает нефтеотдачу пласта. В таблице ниже приведены основные параметры различных месторождений и выделены значения, которые близки к условиям м. Каражанбас.

Сопоставляя геолого-физические и технологические параметры разных проектов, становится видно, что испытание пенных систем проводилось в условиях залежей с самыми разными характеристиками. Глубина залегания изменяется с 135 м (м. Kern River) до 1300 м (месторождения Китая), эффективная толщина изменяется в диапазоне от 5 до 135 м, наиболее массивные залежи отмечаются на м. Kern River [4] и Midway Sunset [5]. Пористость по всем месторождениям составляет в среднем 20–35%, проницаемость изменяется в широких пределах – от 370 до 3900 мД. Если плотность нефти в поверхностных условиях составляет в среднем около 0,98 г/см³, то вязкость варьируется в широких пределах, начиная от 500 мПа*с до нефтей, близких по свойствам к битумам, – 320 000–560 000 мПа*с (м. Shengli) и 2 000 000 мПа*с (м. Gregoire Lake) [6].

Процесс закачки пенного пара реализовывался в нескольких модификациях (режимах): непрерывной, циклической и смешанной. Все модификации имеют положительный опыт применения, при этом каждая имеет свои особенности. Например, непрерывный режим закачки позволяет достичь максимальных объемов дополнительной добычи, циклический – сократить затраты на ПАВ. Так, на

м. Gregoire Lake с целью сокращения расходов на ПАВ перешли с непрерывной закачки на циклическую. Объем добытой нефти на 1 кг ПАВ в проектах, где реализован вариант с непрерывной закачкой, составляет 0,02–0,17 т/кг, в проектах с циклической закачкой – 0,17–1,34 т/кг.

Сухость пара рассмотренных проектов – от 50% и выше, при этом заметного влияния степени сухости пара на технологическую эффективность не выявлено. Концентрация ПАВ, играющая решающую роль в процессе создания оторочки, в среднем варьировалась в пределах 0,5–2%. Степень влияния концентрации на технологическую эффективность отмечается при проекте опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) на поднятии Tumbador, где снижение концентрации ПАВ с 0,51% до 0,24% негативно отразилось на уровнях добычи [7]. Также можно отметить, что в большей части проектов с пенным паром закачивался неконденсирующийся газ (преимущественно азот). При этом установлено, что для образования пены необходимо наличие не менее 1% жидкой фазы от общего объема пара. Температура пенного пара по всем проектам составляла не выше 250°C в среднем. Расход пара изменялся в диапазоне 40–120 м³/сут эквивалента холодной воды.

Применимость технологии пенного пара для условий м. Каражанбас

Месторождение Каражанбас было открыто в 1974 г., находится на промышленном этапе разработки с применением термических методов с 1984 г. [8]. Месторождение условно разделено на 4 участка: центральный, западный, восточный и северный. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 2837 ед., фонд нагнетательных – 745 ед. Для поддержания пластового давления на центральном и западном участках закачивается горячая вода, а на восточном и северном участках – пар.

Рассмотрев геолого-физические и технологические характеристики различных месторождений мира (табл. 1), было выявлено, что по параметрам пористости и проницаемости условия м. Каражанбас совпадают с большей частью проектов. Плотность и вязкость нефти месторождения соответствуют нижнему пределу диапазона, а закачиваемый пар соответствует требованиям температуры и сухости.

Подбор потенциальных участков для проведения ОПИ

Как правило, общими основными критериями для подбора участков для проведения технологии выравнивания профиля приёмности (далее – ВПП) являются вертикальная и площадная неоднородность пласта, неоднородный профиль приемности по геофизическим исследованиям

скважин (далее – ГИС), резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводнённости выше средних значений по объекту. Рассмотрев результаты промыслово-геофизических исследований скважин в районе зон ПТВ (уч. Восток), было отобрано 19 участков-элементов.

Таблица 2. Перечень потенциальных участков для ОПИ

| Элемент/Нагн. скв. | Объект | Горизонт | Дата ГИС | Приёмистость, т/сут | Перфорированная мощность, м |
|--------------------|--------|----------|-----------|---------------------|-----------------------------|
| К-1 | 3 | J1,D2 | 22 май 18 | 100 | 14,6 |
| К-2 | 3 | J1,D2 | 14 апр 19 | 143 | 36,9 |
| К-3 | 3 | D2 | 11 сен 15 | 238 | 22,2 |
| К-4 | 3 | D2 | 24 май 18 | 171 | 19,9 |
| К-5 | 3 | D2 | 24 сен 18 | 20 | 21,0 |
| К-6 | 3 | J1,J2,D2 | 21 июн 15 | 131 | 45,0 |
| К-7 | 3 | D2 | 12 сен 15 | 262 | 47,8 |
| К-8 | 3 | J1,D2 | 1 апр 18 | 229 | 33,4 |
| К-9 | 3 | J1,J2,D2 | 15 апр 19 | 114 | 24,8 |
| К-10 | 3 | J1,D2 | – | 202 | 35,4 |
| К-11 | 3 | J1,D2 | – | 34 | 26,2 |
| К-12 | 3 | D2 | – | 233 | 22,3 |
| К-13 | 3 | J1,D2 | – | 61 | 29,0 |
| К-14 | 3 | D2 | – | 55 | 12,1 |
| К-15 | 3 | J1,D2 | 5 май 19 | 63 | 19,7 |
| К-16 | 1 | A1,V,B | 28 июл 16 | 112 | 16,4 |
| К-17 | 1 | A1,V,B | 7 апр 18 | – | 13,0 |
| К-18 | 2 | G | 3 июн 17 | 269 | 14,6 |
| К-19 | 3 | J1,J2 | 16 июл 18 | 139 | 30,5 |

Выбор участка для ОПИ

Для ОПИ предлагаемой технологии был выбран участок на 3-м объекте в восточной части месторождения, включающий нагнетательные скв. К-4 и К-3, образующие 2 совмещённых элемента разработки. Пар закачивается с достаточно высокой приёмистостью 238 т/сут (скв. К-3) и 171 т/сут (скв. К-4). В реагирующей добывающей скв. К-3_1 (скв. 4827 на карте) с 2018 г. неоднократно регистрировались прорывы закачиваемого агента. Согласно картам изотерм (рис. 1) по состоянию на 1 января 2020 г., в скважинах, расположенных в одном ряду со скв. К-3_1, наблюдается высокая пластовая температура – порядка 90–100°С. В угловых скважинах по оба края участка также отмечается высокая температура на забое от 83°С до 94°С.

Поскольку выявить источник прорыва не представляется возможным, предлагается закачать ПАВ в обе нагнетательные скважины, исключая таким образом влияние с двух сторон; влияние соседней с южной части скв. 7211 исключено ввиду низкой приёмности (8 т/сут).

Предоставленные промыслом материалы ГИС (рис. 2) показали в обеих нагнетательных скважинах неравномерный профиль приемности. В скв. К-3 основная часть пара (73%) уходит в верхнюю часть интервала. Аналогичное распределение наблюдается в скв. К-4, верхняя часть интервала поглощает 62% закачиваемого пара, при этом самый нижний интервал не работает вообще, что ещё раз обосновывает выбор данного участка для проведения ОПИ технологии пенного ПАВ.

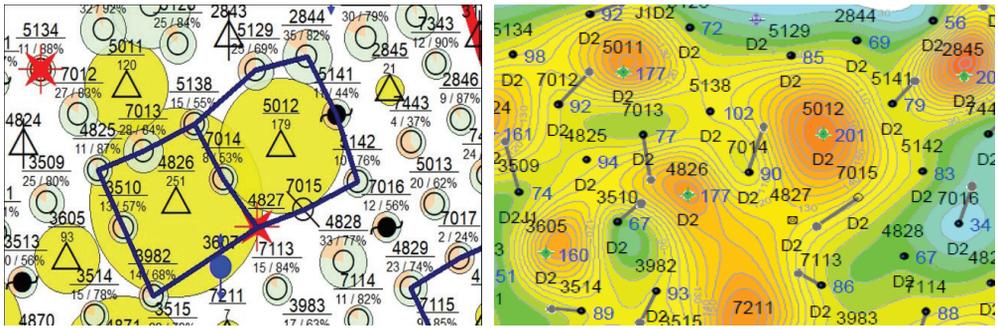
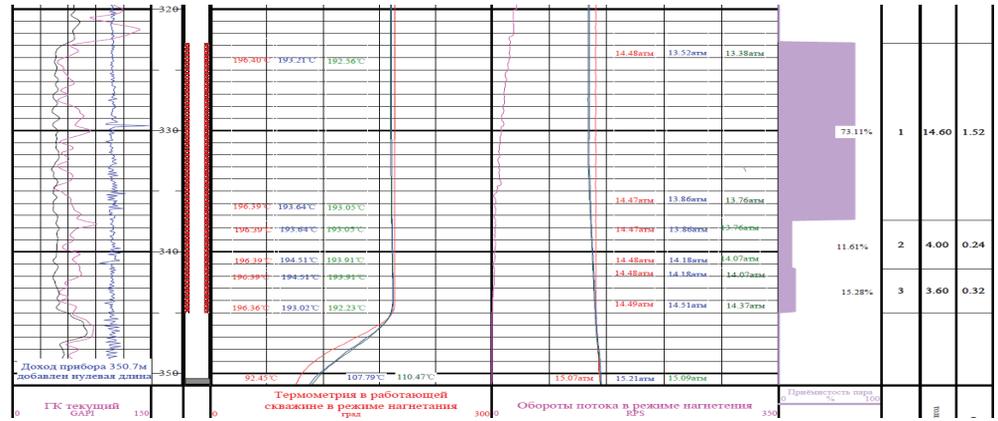
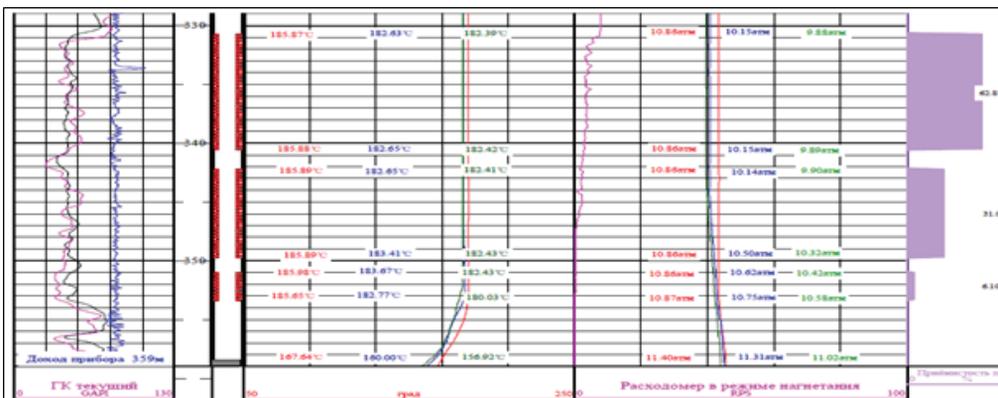


Рисунок 1. Карты текущих отборов и изотерм выбранного участка



а)



б)

Рисунок 2. Планшеты ГИС определение профиля приёмности/притока скв. К-3 и К-4
а) скв. К-3; б) скв. К-4

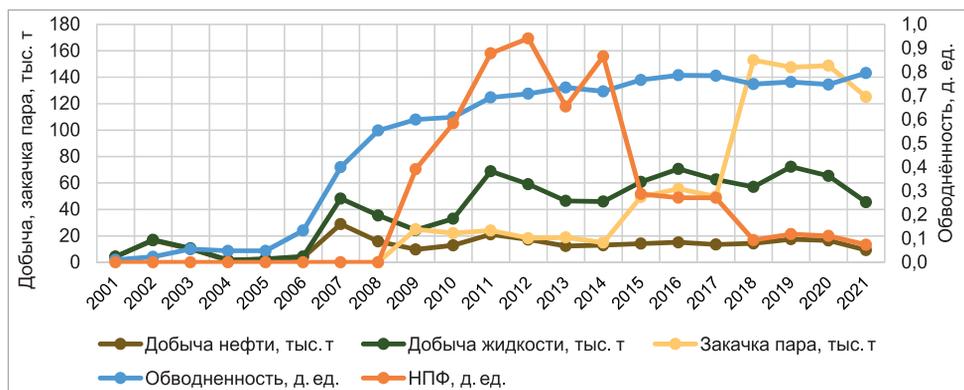


Рисунок 3. Динамика технологических показателей участка

Фильтрационные исследования керна

Образцы породы

Для проведения лабораторных испытаний химических композиций для условий м. Каражанбас из имеющейся коллекции выбраны 4 образца керна из скв. 7415.

Данная скважина имеет схожие фильтрационно-емкостные свойства со скв. К-4, выбранной потенциальным кандидатом на ОПИ.

Образцы были предварительно подготовлены, проведены замеры пористости и проницаемости на калибровочном приборе UltraPoroPerm-500.

Таблица 3. Результаты стандартного комплекса исследований отобранных образцов

| № | Скв. | Гор. | Лаб. номер образца | Глубина отбора образца, м | Открытая пористость по гелию, д. ед. | Проницаемость для газа, $\times 10^{-3}$ мкм ² | Объем пор, см ³ |
|---|------|------|--------------------|---------------------------|--------------------------------------|---|----------------------------|
| 1 | 7415 | Д-2 | 82 | 323,3 | 0,358 | 2060 | 19,875 |
| 2 | 7415 | Ю-1 | 172 | 357,47 | 0,375 | 2310 | 20,358 |
| 3 | 7415 | Ю-1 | 174 | 357,62 | 0,375 | 2010 | 21,043 |
| 4 | 7415 | Ю-1 | 179 | 358,21 | 0,375 | 2270 | 19,273 |

ПАВ

При проведении исследований был использован специальный ПАВ, предназначенный для повышения нефтедобычи, в виде готового раствора. Согласно техни-

ческому паспорту раствор химически стабилен при высоких температурах и характеризуется высокой устойчивостью фаз в присутствии растворов с различной минерализацией.

Таблица 4. Физико-химические свойства ПАВ

| Параметр | Значение |
|----------------------------------|---|
| Активные вещества, весовой % | 19–20% |
| Внешний вид | светло-коричневая жидкость |
| Запах | от слабопахнущего до не имеющего запаха |
| Растворимость в воде | легкорастворимые |
| Температура застывания, °С | <-40 |
| pH, 1% водного раствора при 20°С | 9,5–11,5 |
| Вязкость при -40°С, сП | 500 |
| Вязкость при 0°С, сП | 40 |
| Вязкость при 25°С, сП | 18 |
| Удельная плотность при 20°С | 1,103 |

Нефть и вода

Нефть м. Каражанбас относится к категории высокосмолистых и сернистых. Промысловая нефть с м. Каражанбас отбиралась специалистами филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунай-газ» согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». По результатам исследований глубинных проб пластовой нефти из скв. 4872 на дату 08.09.2015 г. вязкость пластовой нефти горизонта Д2 + Ю1 варьируется в диапазоне от 770 до 790 мПа*с [9]. Динамическая вязкость и плотность отобранной для исследований пробы нефти составили при пластовой температуре в поверхностных условиях 860 мПа*с и 0,94 г/см³ соответственно. Для моделирования пластовых условий при проведении эксперимента по вытеснению нефти вязкость нефти довели до значения 770 мПа*с в пластовых

условиях путем разбавления керосином. В качестве рабочего агента использовали пресную волжскую воду с температурой 150°С, при этом условии она находится в жидком фазовом состоянии. Для проведения эксперимента по определению фактора сопротивления использовалась модель пластовой воды с минерализацией 33,34 г/л (значения минерализации пластовой воды исследуемого участка варьируются в пределах 29,4–38,8 г/л) и динамической вязкостью 0,83 мПа*с. Ниже приведена таблица с химическим составом используемых для эксперимента вод и пластовой воды (для сравнения).

Подготовленные пробы воды и нефти были предварительно отфильтрованы для устранения механических примесей диаметром более 0,45 мкм в соответствии с техническими характеристиками применяемого оборудования.

Таблица 5. Химический состав используемых вод

| Тип воды | Плотность при 20°С, г/см ³ | рН | Содержание ионов, г/дм ³ | | | | | | | Общая минерализация, г/дм ³ |
|-----------------------|---------------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------|------------------|----------------------------------|--|
| | | | НСО ₃ ⁻ | СО ₃ ²⁻ | SO ₄ ²⁻ | Сl ⁻ | Ca ²⁺ | Mg ²⁺ | Na ⁺ + K ⁺ | |
| Пластовая вода | 1,023–1,040 | 6,4–6,8 | 0,27–0,43 | не обн. | не обн. | 29,4–37,7 | 1,0–2,4 | 0,36–1,2 | 9,1–18,1 | 29,4–37,7 |
| Модель пластовой воды | 1,023 | 6,5 | 0,47 | – | – | 20,3 | 1,5 | 0,6 | 10,47 | 33,34 |
| Волжская вода | 0,998 | 7,5 | 0,12 | не обн. | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,006 | 0,02 | 0,25 |

Процедуры

Фильтрационные исследования проводились с созданием термобарических условий м. Каражанбас на фильтрационной установке «ПИК-ОФП-FD» (рис. 4), предназначенной для исследований относительной проницаемости при фильтрации

двухфазных потоков, определения коэффициента вытеснения нефти различными агентами в пластовых условиях, определения остаточной водонасыщенности.

Гидравлическая схема установки представлена на рис. 5.



Рисунок 4. Фото установки «ПИК-ОФП-FD»

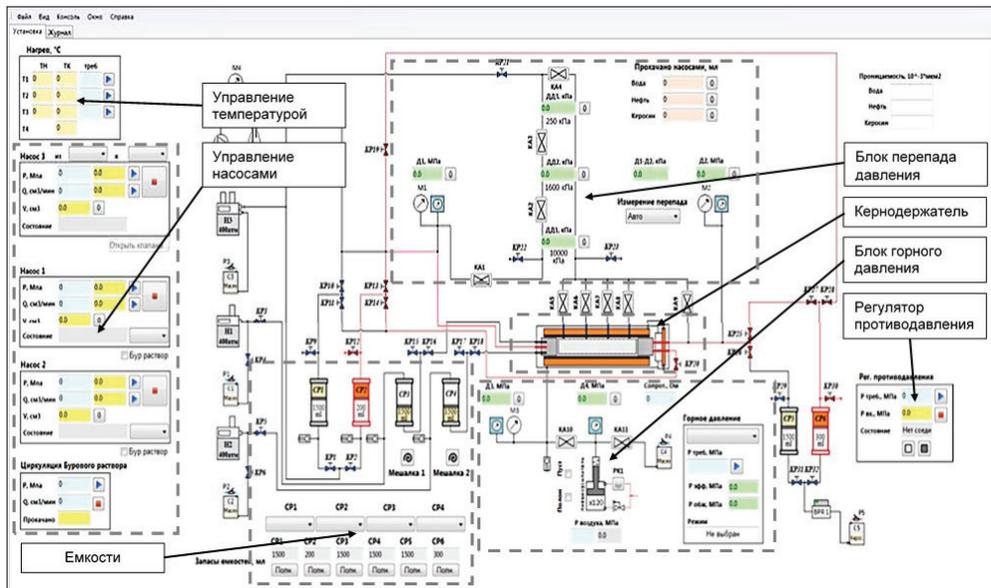


Рисунок 5. Гидравлическая схема установки «ПИК-ОФП-FD»

Эксперименты проводились при следующих условиях: пластовая температура – 28°C, горное давление – 5,5 МПа, пластовое давление – 3,5 МПа. Образцы керна предварительно насыщались на автосатураторе «ПИК-СК». Общий расход пенного ПАВ составил 0,5 мл/мин, в т.ч. расход ПАВ – 0,35 мл/мин, расход азота – 0,15 мл/мин.

Результаты и обсуждения

Эксперимент по определению фактора сопротивления выполнен на образце с лабораторным № 82 в режиме постоянного расхода (изменяющихся перепадов давления). На первом этапе при проведении фильтрационных исследований через образцы керна прокачивалась модель пластовой воды при скорости 0,5 мл/мин, соответствующей притоку жидкости из пласта в скважину. После стабилизации перепада давления проводился замер начальной проницаемости породы по воде. Далее проводилась закачка пресной воды для имитации парозакачки, замерялась проницаемость. Далее проводилась закачка раствора ПАВ 0,5% при температуре 150°C совместно с азотом с последующей выдержкой образца в статике при пластовых условиях в течение 12 ч. Объем пенного пара составил 3 поровых

объема с максимальным значением перепада давления 82 кПа. После этого вновь закачивалась пресная вода при скорости 0,5 мл/мин и замерялась проницаемость образца керна по воде после закачки ПАВ. После прокачки 1,5 поровых объема пенного ПАВ наблюдался выход пены из образца (рис. 6).

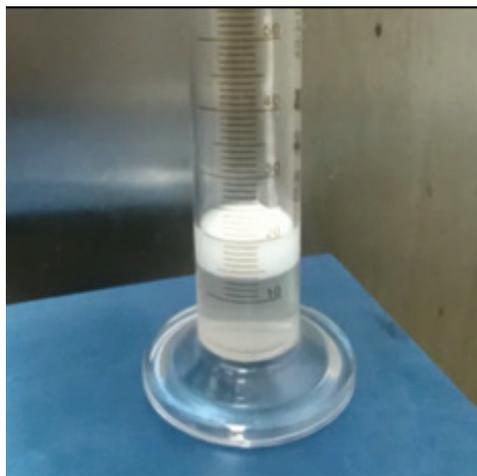


Рисунок 6. Выход пены из образца № 82

Полученные в ходе проведенных экспериментов результаты представлены в табл. 6 и на рис. 7.

Таблица 6. Результаты фильтрационных экспериментов по определению фактора сопротивления на образце № 82

| Параметр | Ед. изм. | Образец № 82 | |
|--|----------|----------------|-------------------|
| | | до закачки ПАВ | после закачки ПАВ |
| Градиент давления закачки пресной воды | атм/м | 0,18 | 8,6 |
| Проницаемость по пресной воде | мД | 85,96 | 1,76 |
| Снижение проницаемости | % | 98,0 | |
| Фактор начального сопротивления (ФНС) | | 81,8 | |
| Фактор остаточного сопротивления (ФОС) | | 49,2 | |

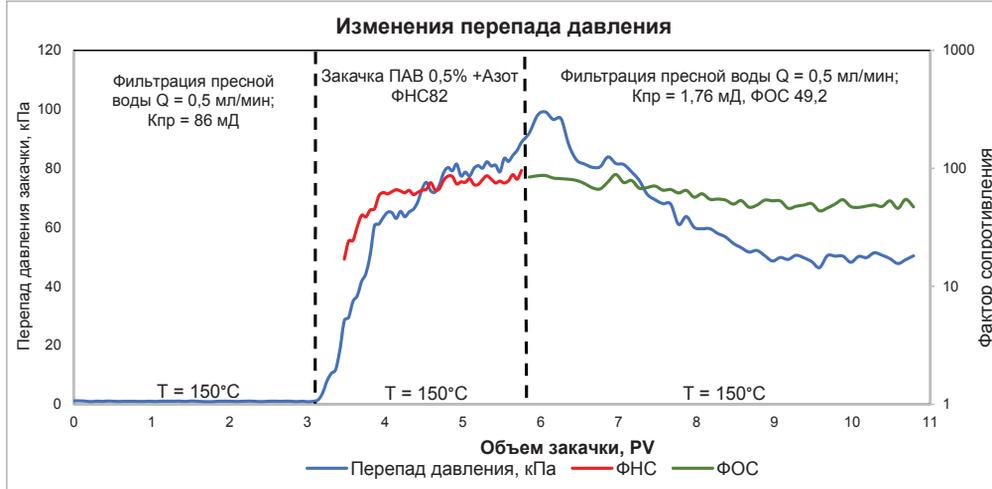


Рисунок 7. График изменения перепада давления от объема закачки рабочего агента

Как видно из табл. 6 и рис. 7, пенный ПАВ, исследуемый на керновом материале м. Каражанбас, при пластовых условиях создает высокий фактор остаточного сопротивления и существенно снижает проницаемость керна по пресной воде (на 98,0%). По результатам фильтрационных исследований была оценена кажущаяся вязкость пенного пара. Фактор сопротивления равен k/μ при закачке пенной системы, а фактор остаточного сопротивления равен k/μ при закачке пара после обработки пенной системой. Фактор остаточного сопротивления (далее – ФОС) учитывает снижение проницаемости при одинаковой вязкости рабочего агента, а фактор сопротивления (далее – ФНС) дополнительно учитывает увеличение вязкости пенной системы при фильтрации, поэтому кажущаяся вязкость равна соотношению ФНС/ФОС, после расчетов была получена вязкость пенной системы в 1,66 сП.

Комплексное исследование по определению коэффициента вытеснения нефти горячей водой (150°C) с применением закачки азота и ПАВ 0,5% выполнено

на составном образце керна, состоящем из образцов № 172, 174 и 179 скв. 7415 м. Каражанбас, в режиме постоянного расхода при изменяющихся перепадах давления. В начале эксперимента через образцы керна прокачивалась вода (модель пластовой воды, 28°C) при скорости 0,5 мл/мин, соответствующей притоку жидкости из пласта в скважину, до стабилизации перепада давления для определения исходной проницаемости породы по воде. После этого была закачана пластовая нефть для создания модели пласта с остаточной водонасыщенностью и замерена проницаемость по нефти. Далее нефть вытеснялась горячей волжской водой с температурой 150°C. По мере прокачки каждого порового объема проводился контроль объема вышедших воды и нефти из составного образца, исходя из которых на каждом отрезке времени рассчитали дебиты и произвели расчет обводненности. После прокачки 6 поровых объемов горячей воды был определен коэффициент вытеснения нефти водой. Затем закачан раствор ПАВ 0,5% при температуре 150°C совместно с азотом

при скорости 0,5 мл/мин. Составной образец керна был выдержан в статике при пластовых условиях в течение 12 ч, после чего закачивалась горячая волжская вода (150°С) при скорости 0,5 мл/мин. Оценка

дополнительно вытесненной нефти была определена после прокачки 4,5 поровых объема горячей воды. Визуальное наблюдение выхода пены из образца представлено на рис. 8.



Рисунок 8. Выход пены из составного образца № 172, 174, 179

Результаты эксперимента представлены в табл. 7 и на рис. 9.

Таблица 7. Результаты фильтрационных экспериментов по определению коэффициента вытеснения нефти на составных образцах № 172, 174, 179

| Параметр | Ед. изм. | Составные образцы № 172,174,179 | |
|---|--------------------|---------------------------------|-------------------|
| | | до закачки ПАВ | после закачки ПАВ |
| Прокачка пресной горячей воды (Т=150°С) до ПАВ | поровый объем (PV) | 6 | |
| Прокачка ПАВ+Азот | поровый объем (PV) | 3,5 | |
| Прокачка пресной горячей воды (Т=150°С) после ПАВ | поровый объем (PV) | 4,5 | |
| Обводнённость | % | 100 | 98,19 |
| Проницаемость по горячей воде (Т=150°С) | мД | 1,95 | |
| Коэффициент вытеснения нефти горячей водой до пенной системы | д. ед. | 0,62 | |
| Коэффициент вытеснения нефти горячей водой после пенной системы | д. ед. | 0,728 | |
| Прирост коэффициента вытеснения | % | 17,41 | |

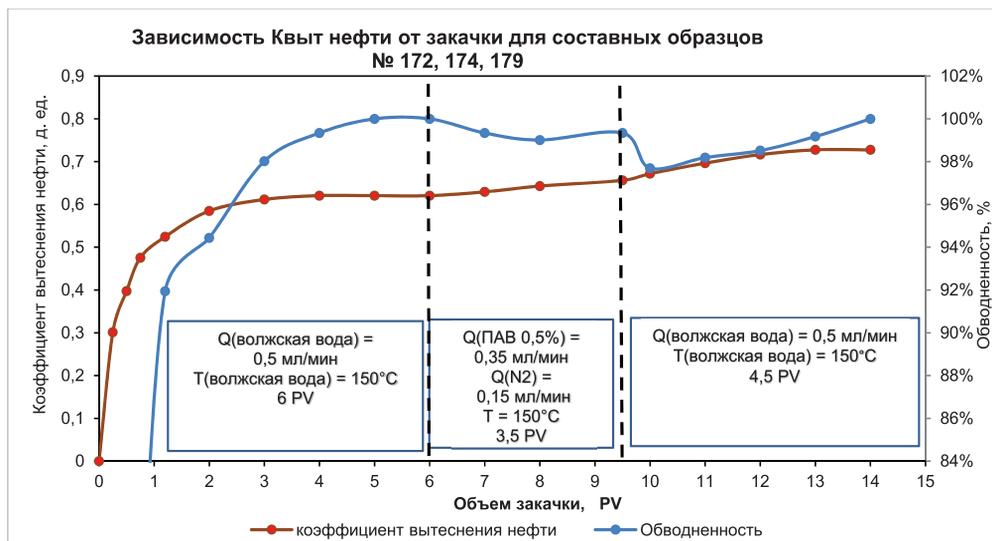


Рисунок 9. Процесс вытеснения нефти с использованием пенного ПАВ на составном образце (№ 172,174,179)

Из полученного графика (рис. 9) видно, что после закачки ПАВ происходит увеличение коэффициента вытеснения (с 0,62 до 0,73) и снижение обводнённости (со 100% до 98,19%).

Выводы

Полученные результаты лабораторных исследований подтвердили образование пены в пластовых условиях ростом сопротивления закачки при её фильтрации через образец зерна и визуальными наблюдениями. Применение пенной системы обеспечило увеличение коэффициента вытеснения нефти из составного образца зерна м. Каражанбас на 17,41%.

Подводя итоги по сопоставлению характеристик различных месторождений мира, где были успешно применены технологии пенных систем, с условиями м. Каражанбас и обобщению результатов, полученных в ходе фильтрационных экспериментов и проведенных в условиях, максимально приближенных к технологическим и пластовым условиям м. Каражанбас, можно сделать вывод о высоком потенциале ВПП на основе пенных систем. Ожидаемым результатом промышленного внедрения технологии будет блокировка путей нежелательного ухода пара, вследствие чего увеличится охват пласта воздействием пара и повысится нефтеотдача.

Список использованной литературы

- Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. – SPE Textbook Series, v. 6, Richardson, Texas, 1998.
- Hirasaki G.J. The Steam-Foam Process. – Journal of Petroleum Technology, 1989, 41 (5): 449-456. SPE-19505-PA.
- Мухамбетов Б.Т., Сагындииков М.С., Кали М.Е., Абишев А.Е. и др. Отчет КазНИПИмунайгаз «Инженерно-техническое сопровождение технологии выравнивания профиля приёмистости в паронагнетательных скважинах на месторождении Каражанбас». – Актау, 2020. // Muhambetov B.T., Sagyndikov M.S., Kali M.E., Abishev A.E. and others. Otchet KazNIPImunajgaz «Inzhenerno-tehnicheskoe soprovozhdenie tehnologii vyravnivaniya profilya prijomistosti v paronagnetatel'nyh skvazhinah na mestorozhdenii Karazhanbas» [Report of KazNIPImunajgas on "Engineering and technical support for the technology of leveling the injectivity profile in steam injection wells at the Karazhanbas field"]. – Aktau, 2020.
- Patzek T.W., Koinis M.T. Kern River Steam-Foam Pilots. – Journal of Petroleum Technology, 1990, 42 (04), p. 496-503. SPE-17380-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/17380-PA>.

5. Ploeg J.F., Duerksen J.H. Two Successful Steam/Foam Field Tests, Sections 15A and 26C, Midway-Sunset Field. – SPE-13609-MS, 1985. DOI: <https://doi.org/10.2118/13609-MS1985>.

6. Delamaide E., Cuenca A., Chabert M. State of the Art Review of the Steam Foam Process. – SPE-181160-MS, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/181160-MS>

7. Mohammadi S.S., Tenzer J.R. Steam-Foam Pilot Project at Dome-Tumbador, Midway Sunset Field: Part 2. – SPE-20201-MS, 1990. DOI: <https://doi.org/10.2118/20201-MS>.

8. Сургучёв М.Л., Гарушев А.Р., Боксерман А.А., Иванов В.А. и др. Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов. – Краснодар, РосНИПИтермнефть, 1984. // Surguchjov M.L., Garushev A.R., Bokserman A.A., Ivanov V.A. and others. Tehnologicheskaja shema razrabotki mestorozhdenija Karazhanbas s primeneniem termicheskix metodov [Technological scheme for the development of the Karazhanbas field using thermal methods]. – Krasnodar, RosNIPItermneft', 1984.

9. Гимадиева О.М., Курбанбаева А.М., Нугманов Б.Х. и др. Отчет КазНИПИмунайгаз «Анализ разработки месторождения Каражанбас» – Актау, 2020. // Gimadiev O.M., Kurbanbaeva A.M., Nugmanov B.H. and others. Otchet KazNIPImunajgaz «Analiz razrabotki mestorozhdenija Karazhanbas» ["Report of KazNIPImunajgaz on "Analysis of the development of the Karazhanbas field"] – Aktau, 2020.

ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫ ЖАҒДАЙЫНДА БУ АЙДАУ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ ҚАБЫЛДАҒЫШТЫҚ ПРОФИЛІН ТЕГІСТЕУ МАҚСАТЫМЕН КӨБІКТІ ЖҮЙЕЛЕР ТЕХНОЛОГИЯСЫ ҚОЛДАНЫЛУЫН ЗЕРТТЕУ

А.А. Есетжанов, А.К. Жайлыбай, О.Б. Саенко, М.С. Сағындықов

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС-нің «ҚазМұнайГазГЗЖИ» филиалы, Актау қ-сы, Қазақстан

Термиялық мұнай қарқындылығын арттырудың әдістері – ауыр мұнай кен орындарын бірінші және екінші игеруінде дәстүрлі әдісі болып табылады. Аталған әдістердің тиімділігіне қарамастан, жоғары өткізгіш арналардың болуына байланысты өндірістік ұңғымаларда жұмыс агентінің серпілістері байқалады, бұл өнімнің тез сулануына және ұңғыма түбі температурасының өсуіне әкеледі.

Бұл мақалада бу-термиялық әсер ету жағдайында қабылдағыштық профильді тегістеудің әр түрлі технологияларын қолданудың әлемдік тәжірибесіне әдеби шолу ұсынылған. Әдеби шолу негізінде Қаражанбас кен орнында көбік жүйелері технологиясын қолдану мүмкіндігі зерттелді, кедергі коэффициенті мен ығысу тиімділігін анықтау үшін зерттеулер жүргізілді. Алынған нәтижелер коллектор жағдайында көбік түзілуін растады және ығысу тиімділігінің артуы 17,41% құрады. Жұмыстың ғылыми жаңалығы Қазақстанның бірде-бір кен орнында бұрын зерттелмеген және сынақтан өтпеген көбік негізіндегі қабылдағыштық профильді тегістеу технологиясының Қаражанбас кен орны жағдайында қолдану мүмкіндігін зерттеуде.

Негізгі сөздер: беттік-белсенді зат, мұнайды ығыстыру коэффициенті, кедергі факторы, фильтрация зерттеулері, көбік буы.

STUDY OF THE APPLICABILITY OF FOAM FOR STEAM CONFORMANCE CONTROL TO CONDITIONS OF THE KARAZHANBAS FIELD

A.A. Yessetzhanov, A.K. Zhailybay, O.B. Sayenko, M.S. Sagyndikov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

Thermal enhanced oil recovery methods are a traditional approach in the primary and secondary development of heavy oil fields. Despite the effectiveness of such methods, there are breakthroughs of working fluid into production wells due to the presence of high permeability channels, resulting in a sharp increase in the watercut and an increase in the bottom hole temperature.

The article presents a literature review of the world experience in application of various steam conformance control methods. Based on the literature review, the applicability of foam systems at the Karazhanbas field was studied; core flood experiments were carried out to determine resistance factor and displacement efficiency. Obtained results confirm the formation of foam in reservoir conditions by increase in injection resistance during its filtration through core sample and visually at the outlet, the increase in displacement efficiency was 17,41%. The scientific novelty of the work lies in the study of the applicability of steam conformance control technology based on foam, which has not been previously studied and tested at any field in Kazakhstan.

Key words: surfactant, oil displacement ratio, resistance factor, filtration studies, steam foam.

Информация об авторах

***Есетжанов Асхат Абаевич** – старший инженер лаборатории стандартного анализа керна, yessetzhanov_a@kaznipi.kz.

Жайлыбай Амандык Камысбайұлы – старший инженер службы повышения нефтеотдачи пластов, zhailybay_a@kaznipi.kz.

Саенко Ольга Бертовна – директор департамента лабораторных исследований, sayenko_o@kaznipi.kz.

Сагындииков Марат Серикович – руководитель службы повышения нефтеотдачи пластов, sagyndikov_m@kaznipi.kz.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 678
МРПТИ 61.59.37

PROGRESS OF POLYMER MICROSPHERES FOR PROFILE CONTROL IN OIL FIELD

Shagymgereeva Saya¹, Sarsenbekuly Bauyrzhan¹, Kang Wanli²,
Yang Hongbin², Turtabayev Sarsenbek³

¹ Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

² China University of Petroleum (East China), Qingdao, China

³ Khoja Akhmet Yassawi International Kazakh-Turkish University, Turkestan, Kazakhstan

For the past decades, long-term water flooding processes have to water channeling in mature reservoirs, which is a severe problem in oilfields. The development of better plugging ability and cost-effective polymer microspheres is a key aspect for the control of excess water production. Research on polymer microspheres applicable in a heterogeneous reservoir to plug high permeable channels has been growing significantly as revealed by numerous published scientific papers. This review intends to discuss different types of the polymer microspheres and oil displacement efficiency. The related difficulties and future prospects of polymer microspheres are also covered. The review provides a basis to develop polymer microspheres for future applications in oilfields. It will assist the researchers to further develop polymer microspheres to improve the oil recovery from mature reservoirs under economic conditions to meet the requirements of future oilfields.

Key words: polymer microspheres, fluorescent polymer microspheres, elastic polymer microspheres, profile control, oil displacement.

Introduction

The production of non-renewable oil is becoming more difficult as the development time of the field lengthens. As a means to enhance the productivity levels, petroleum field engineers strive to implement specific methods to address this issue. The great number of oil reservoirs around the world have been developed with a use of water injection, which consequently results in destruction of pore structures. Expanded radius of pore throats in the oil reservoirs are a common effect of the incessant application of water flooding [1]. Furthermore, combination of these aspects can cause the structure of “preferential channels”, which settles among flooding and producing wells. By the time the preferential channels become a holder of the redundant water in the system, decreases the capability of water circulation [2–3]. In other circumstances this can lead to the large percentage of water content in the final stages of oil production. The complications of oil reservoir eroding can bring adverse effects on oil recovery ratio, inflate the energy expenditure and, finally, violate the elements of the surroundings [4].

Following stages of chemical flooding, as well, can be diminished in impact, due to the presence of presential channels

enclosed by injection wells and production wells. Polymer gels and other profile control techniques can prevent, to some extent, the flood water from inefficient circulation along the preferential channels [5-10]. In order to counter the negative repercussions of the water flooding, the last decades advanced profile control techniques, especially, the polymer gel treatments have been widely practiced [11]. However, when it comes to in-depth breakthroughs of reservoirs and pore throats with greater radii, the influence of treatments mentioned below are limited.

Due to the deeper understanding of reservoirs, the use of chemicals in deep processing of reservoirs has received a lot of attention. The incessant works in production of preformed particle gels (PPG), polymer microspheres, inorganic gel coatings, and other deep liquid flow-diverting agents are promising ways of solving the given problem [12–18].

It is commonly known that polymer microspheres are distinguished by high resistance capabilities to the heat, salt and quality to migrate in the in-depth levels [19]. Nano-sized and micro-sized polymer microspheres are predominantly used in profile control. Concerning oil fields with harsh waterlogging issues, as well as immensely

dispersed oil which are remained in deep reservoirs, adopting polymer microspheres are implied to adjust water eroding and enhance the swing efficiency. Today, the technology of deep control of polymer microspheres is being examined worldwide and is successfully applied to obtain an increased oil content and a reduced water content in fields [20–23].

Rather high reservoir compliance abilities and possibility of oil rearrangement in deep reservoirs are considered as main advantages of polymer microsphere and are being thoroughly studied worldwide. Furthermore, many researchers have underlined the importance of relation between polymer microsphere size and reservoir pore channel and how obtaining these data can immensely result in profile control regulations.

Zhao et al. [24] and Dai et al. [25] explained the correspondence between polymer microspheres and rock core pores. They applied the matching factor and figured out, that the optimum shut-off and in-depth fluid diversion effects of polymer microspheres are possible obtained only in particular scope of the matching factor. It is considered, that micron-sized are suitable for high permeability cores, whereas nano-sized polymer microspheres can be applied to cover low-permeability cores [26]. When it comes to the in-depth oil displacement mechanism, polymer microspheres are aimed to encompass in-depth strata and attain in-depth fluid diversion [25–29]. Micron-sized polyacrylamide elastic microspheres may pertain the water flow by throat plugging through the mechanisms of trapping plugging, bundle plugging, and joined plugging [30].

The polymer microspheres, in spite of wide research, characterization, and applications in numerous reservoirs, they possess few limitations under the harsh reservoir conditions. With this aim in mind, the review article aims to elaborate and summarize the current polymer microsphere techniques from innovations to applications and problems associated with them along with their advantages, as well as the limitations for future developments of polymer microspheres for harsh reservoir conditions. Hence, this paper strives to provide thorough material bases for the further investigations of polymer microspheres and more efficient execution in oil development processes.

Polymer microspheres

As stated in the preceding studies, at the moment the majority of developed oil reservoirs are prevailing with induced fractures or high permeability channels, which can be named as thief zones. The preeminent reason of formation of these zones is the continuous water injection. The lack of efficiency of the injected water, which can create the redundant water usage and rapid production drop, can lead to the considerable issues when it comes to the final production stages of the developed oil fields [31–34]. Thus, it has been considered crucial for the oil industry to implement more predictable approaches as “green” water shut-off or coherence control. Gels had been brought in as water plugging agents to solve the occurring issue [35–39]. Applying the gel can lead to blocking off the fractures, as well as regulating direction of the water flow from higher permeable areas to zones with lower permeability.

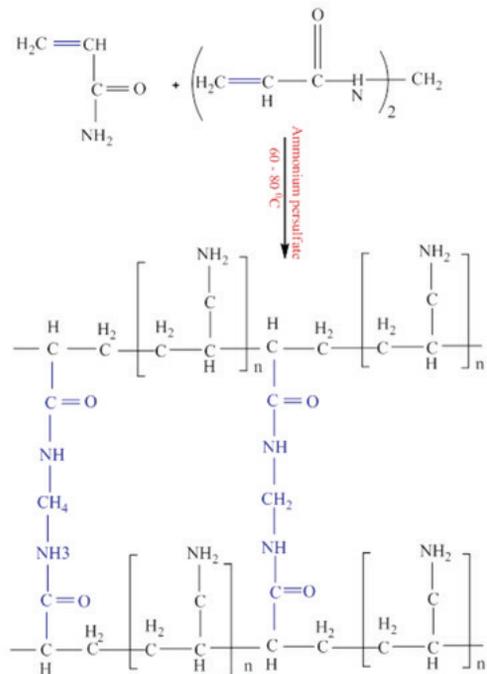


Figure 1. The synthesis reaction of microsphere from AM and MBA [46]

The analyses taken place in Shengli, Dagang and Jidong oilfields have demonstrated that polymer microsphere was a promising conformance control agent in the production of heterogeneous reservoirs, especially the matured reservoirs

[46–47]. Hua and Lin et al. studied the shape, size, rheological properties, plugging properties, profile control mechanism and oil displacement mechanism of the nanoscale polymer microspheres. They addressed the ability of polymer microspheres to decrease water permeability due to the microspheres adsorbed, gathered and linked in the pore throat, which is followed by the adsorbed layers to disintegrate under the pressure, flowing deep inside the reservoir by reason of rather high destructure properties of the microsphere [48]. Yao and Wang et al. mentioned the impact of ionic strength on the movement and confinement of polyacrylamide microspheres in porous media [49]. Yang and Kang et al. Studied the mechanism and in-situencing factors on the former particle size and swelling capacity of polymer microspheres from the synthesis and reservoir condition [50]. Yang and Xie et al. made advancements in the injection parameters of polymer microspheres and polymer composite flooding system. Furthermore, they concluded that the polymer flooding can be significantly enhanced by inclusion of the composites [51].

An advanced concept of an agent for water operation was presented via an increased viscosity of microsphere solutions caused by swelling. In order to reach this objective usual cross-linkers (phenolic, formaldehyde, chromic salt) can be used in polymer gel systems, and also microspheres can be added during the process of injection. Consequently, bulk gels can be formed in the high permeable channels because of cross-linking reactions with carboxyl or amide groups, which usually become available during swelling. This ultimately helps in a further managing of the production water.

Fluorescent polymer microspheres

The quantitative perspective cannot be considered as reliable approach to investigate the plugging behavior and conformance control mechanism. Regarding these reasons, fluorescent polymer microspheres may be able to address the limits of current approaches, consequently, obtain the up-to-date apprehension of polymer microspheres

concentration, along with the movements of polymer microspheres inside the reservoir at the time of flooding proceeds. Fluorescent polymer microspheres have a binal objectives, is one being the conformance agent, second acting a role of the oil field tracer. The oil field tracker will be a innovative utilization of fluorescent polymer microspheres in the improvement of oil fields.

Fluorescent polymer microspheres are more commonly seen to get manually dyed through absorption or embedment, consequently leading to the problem of dye outpouring, thus constricting the practical functions of given fluorescent polymer microspheres. To avoid dye outpouring, dyes could be covalently integrated with polymer microsphere by the inverse suspension polymerization [52–53]. Rhodamine B (RhB), which is mostly known for utilizations medical field, environmental protection, textiles, colored glass, and cosmetics, is a traditionally used as a fluorescent dye in current market [54].

Hongbin Yang et al. described the particular kind of fluorescent polymer microspheres P(AM-BA-RhB), which performed as a new conformance control agent [55]. The fluorescent polymer microspheres were covalently stained with Allyl Rhodamine B, through inverse suspension polymerization.

Applying the same method of polymerization different fluorescent polymer microsphere, P(AM-BA-AMCO), was prepared by Wan-Li Kang et al. [56–61].

The production of both types of fluorescent polymers uses the same inverse suspension polymerization method, which can be observed in Table 1. The grain shaped outcome of the reaction process projects great absorption capacity, at the same time it was noticed to dry fairly quickly.

In addition, the average particle size of the product can be manipulated by the conditions of the inverse suspension polymerization. Hence, the impact of the preparation conditions such as stirring speed, the concentrations of initiator, dispersant is of utmost importance regarding the average size of the product.

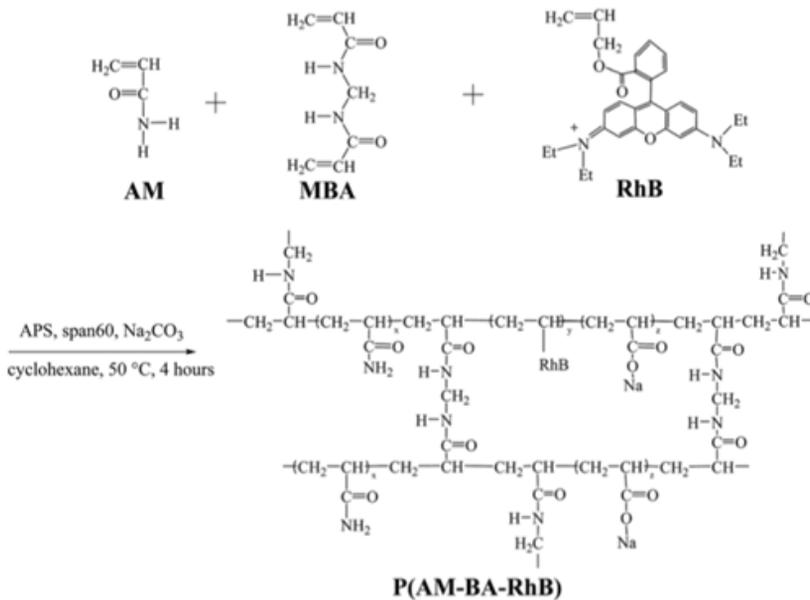


Figure 2. Synthesis route of P(AM-BA-RhB) [64]

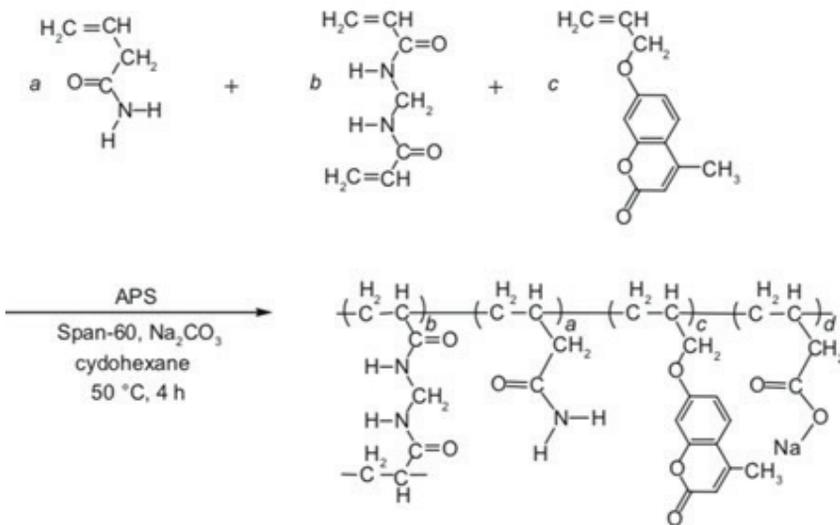


Figure 3. Synthesis route of P(AM-BA-AMCO) [66]

Table 1. Synthesis of fluorescent polymer microspheres P(AM-BA-RhB) and P(AM-BA-AMCO)

| Fluorescent polymer | Monomer | Fluorescent monomer | Oil based dispersant | Electrolyte | Water soluble initiator | Cross linking agent | Synthesis method |
|---------------------|---------|---------------------|----------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------|--------------------|
| P(AM-BA-RhB) | AM | RhB | Span 60 | Na ₂ CO ₃ | APS | MBA | Inverse suspension |
| P(AM-BA-AMCO) | AM | AMCO | Span 60 | Na ₂ CO ₃ | APS | MBA | Inverse suspension |

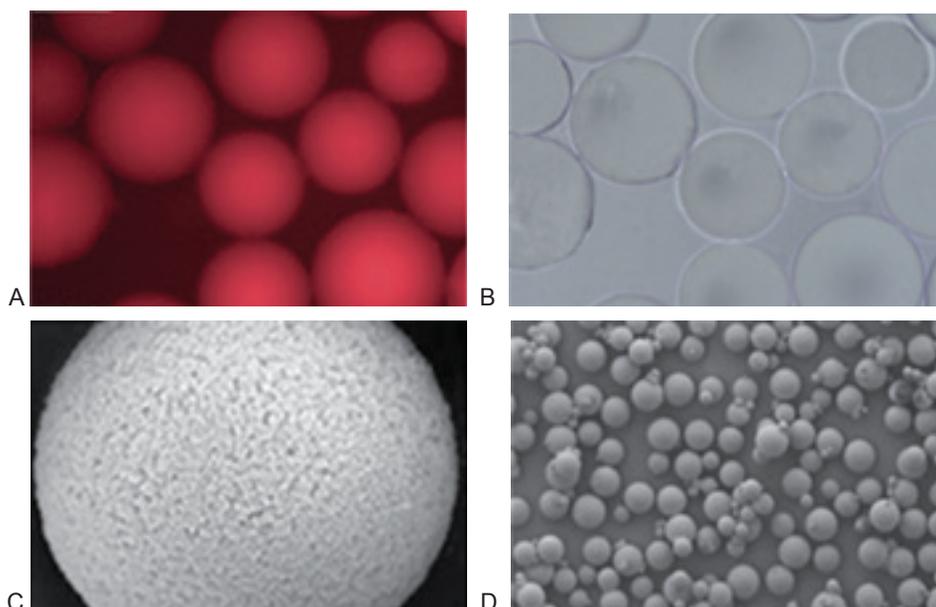


Figure 4. Morphology of fluorescent polymer microspheres P(AM-BA-RhB): (A) the micrograph of swollen microspheres analyzed under the ultraviolet enhancement with an inverse fluorescence microscope; (B) the micrograph of the swollen microspheres under the nature light with an inverse fluorescence microscope; (C) SEM image for microspheres next swelling; (D) SEM image for microspheres before swelling [74]

The main tools to investigate the morphology of the P(AM-BA-RhB) polymer microspheres were a fluorescence microscope (Fig. 4A and B), a scanning electron microscope (Fig. 4C and D), as well as an environment scanning electron microscope (Fig. 4). Fig. 4 provides the particle size test, including the three-dimensional joined systems of fluorescent polymer microspheres P(AM-BA-RhB) previous the swelling and subsequently swelling process. According to the illustration given in Fig. 3, the fluorescent polymer microspheres P(AM-BA-RhB) are spherical particles, possess the ability to continuously swell, because of the water absorption for a certain span of time (see Fig. 4D and C) [67–71].

By the time the fluorescent polymer microspheres P(AM-BA-RhB) contact with salted water, due to the applied osmotic pressure the water particles intent to flow directly to the internal systems, by expanding the molecules it is possible to enhance the volume of polymer microspheres. The three-dimensional joined systems can be clearly distinguished in Fig. 4C. The difference of moderate particle sizes of fluorescent polymer microspheres P(AM-BA-RhB) before and after swelling are rather

significant. Furthermore, from Fig. 4A and B, it can be detected that the enlarged polymer microspheres P(AM-BA-RhB) acquire quite distinct fluorescent properties. Examined under UV light the polymer microspheres beam red fluorescence, meanwhile under the normal light the polymer microspheres were seen as clear, lucent and transparent [72–74].

The surface topography of P(AM-BA-AMCO) microspheres is given in Fig. 5. The phase-contrast images of Fig. 5A, C were made in daylight conditions. Figure 5B, D was made after ultraviolet enhancement. Additionally, fluorescent microspheres were spherical, with an even exterior, the average diameter was around 200 μm .

In addition, pictures taken from fluorescence microscopy displayed the even distribution of the monomers within the polymer and were able to sustain the fluorescent ability subsequent to the swelling processes. After the latter water flooding test, P(AM-BA-AMCO) microspheres emerged directly from the separated sand pack can be indicated in Figure 5C. examining the formed liquid can be clearly noticed the particles of P(AM-BA-AMCO) microspheres. Nevertheless, these microspheres were able transmit blue fluorescence, despite the

fact that the particle shapes and sizes were extruded and distorted. Due to these abilities the P(AM-BA-AMCO) microspheres can be

regarded as the promising tracker agents in the oil fields.

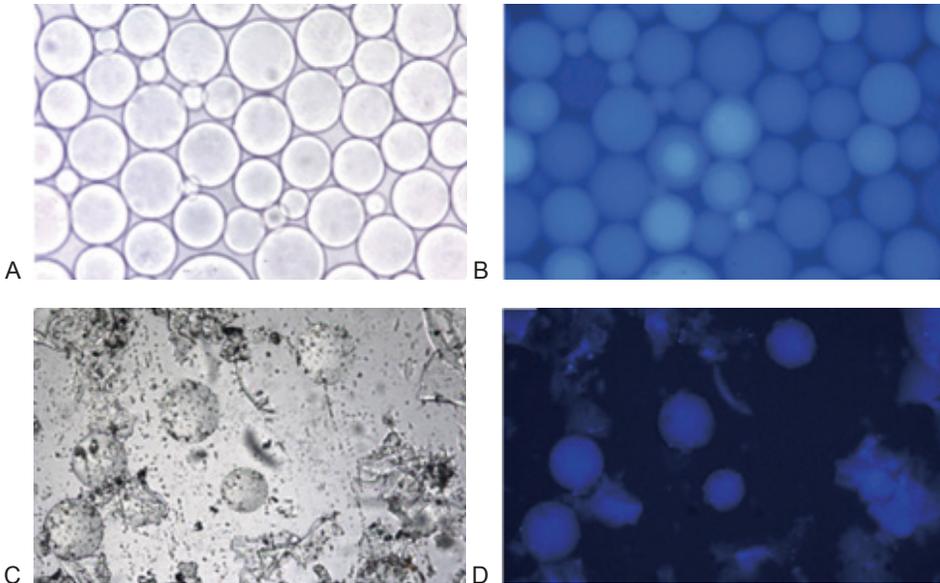


Figure 5. Fluorescence microscope images of P(AM-BA-AMCO) microspheres. (A) Phase-contrast image made under the daylight after swelling for 24 h in brine; (B) Fluorescence micrographs for the (A) made under ultraviolet radiation; (C) Phase-contrast image of microspheres made under the daylight; (D) Fluorescence micrographs for the (C) made under ultraviolet radiation [75]

Thus, fluorescent polymer microspheres have gained wide recognition as a novel conformance-control agent in the recent few years. Due to the high tolerance to the harsh conditions of the pore zones, great elastic properties, the capacity to thoroughly probe sandstone layers. In every flooding experiment with the microspheres in porous media rupture elements were not observed. Consequently, the need to the further research regarding plugging abilities of the microspheres is prevalent for current conformance control technology.

Elastic polymer microspheres

Last ten years, a new conformance control and flooding agent "elastic microspheres" was invited and become more prominent amongst the other agents [76, 77]. Elastic microspheres are spherical shaped with three-dimensional cross-linked system and the design principle is that according to micro-scale feature of reservoir rock's pore throats, elastic microspheres matching with pore throats were composed; using mechanism of "migration, sealing, elastic deformation and then movement, then blocking" in the

reservoir, elastic microspheres are able to plug and transport in high permeability layer continually and enter the deep at last so as to increase swept volume of oil-rich region and enhance oil recovery. Researchers can confirm that elastic microspheres at the harsh conditions of the reservoirs such as high temperature and salinity display rather good impedance properties, stronger intensity of profile control, high resistance coefficient and residual resistance coefficient, lower cost and better applicability and so on. Additionally, it displayed a great impact on profile control and flooding. Yao et al. [78] presented a novel enhanced oil recovery method using pore-scale elastic microspheres after polymer flooding. By using single-tube sand pack models, they studied the resistant coefficient of polymer flooding and elastic microspheres profile control and flooding. Therefore, the outcome of the research indicate that polymer and elastic microspheres have synergistic effect. On the one hand, polymer with higher viscosity can carry elastic microspheres and polymer adsorption can decrease roughness of pore throats which make the movement of elastic microspheres effortless;

besides, elastic microspheres have higher plugging strength so as to prevent polymer from crossing flow straight into the high permeability channel and extend the polymer output time of oil well.

Polymer and elastic microspheres are observed to show interdependent properties. The polymer can make the movement of elastic microspheres freely; the elastic microspheres can prevent polymer from flowing towards the inside of the high permeability channel and prolong the polymer production time of oil well. Compared to polymer flooding (1000 mg/L) and (2000 mg/L), polymer (1000 mg/L) and elastic microspheres (1000 mg/L) flooding can enhance oil recovery by 5.6 and 4.4%. Polymer and elastic microspheres profile control and flooding can cause positive affect on oil recovery.

Low elastic polymer microspheres

In recent years, the uplift point is a main descriptive value of the manufactured polymer microspheres. The uplift point polymer microspheres perform low deformation and injection capabilities, at the same time shear failure as an reaction to the water distend. Thus, causes limited plugging effect [79]. This concludes the basis to immediate production of polymer microspheres which obtains the rather low emporium, performs reliable deformation ability in the injection process, at the same time able to resist the distortion, so as to meet the requirements of "injection" and "plugging" in the oilfield. Additionally, at present, the swelling ratio of polymer microspheres could be regarded as the major concern.

Herein, based on the previous research about the compatibility of low elastic polymer microsphere (L-EPM) with porous medium by laboratory experiments [80]. The filtration characteristics and formation damage degree of L-EPM conformance control system were emphatically evaluated in the work conducted by Yang H. et al. [81], where the conformance control mechanism of the L-EPM conformance control system was investigated thoroughly the conformance control abilities for oil and water and conformance control impact under heterogeneous conditions. The outcome of the research can drastically change the viewpoint of the usage percentage of L-EPM, the efficient application as the conformance control treatment of L-EPM in fractured and heterogeneous reservoirs.

Low elastic polymer microsphere (L-EPM) is commonly regarded a propitious conformance control agent. The aspects of filtration deplete, core damage, selective conformance control abilities of L-EPM conformance control system were researched in the last few years. The results showed that L-EPM system had less damage to the matrix core and the influence of filtration loss on conformance control treatment could be neglected in indoor experiments. After the reparation of the permeability zone, the increase of the production rate was clearly observed.

Viscoelastic polymer microspheres

Viscoelastic microspheres are unique type of viscoelastic blocking agent, possess distinctive structure compared to polymer gels, the major objective while the production process of the viscoelastic polymers is the pore zone conditions [82, 83]. By implementing viscoelastic microspheres on the production wells, the engineers intend to decrease the negative environmental impact [83]. Compared to the pore throat radius viscoelastic microspheres with larger radius are able to flow through the porous media under pressure change, the result of which is the expulsion reaction is drastically enhanced.

Viscoelastic microspheres are prepared by different particle size based on pore characteristics of the target layer in underground conditions. Viscoelastic microsphere and preformed particle gel are two similar plugging agents. Both of them have the property of swelling and plugging; however, the preparation method, initial size, and appearance are different.

By implementing inverse suspension polymerization to produce the viscoelastic polymer, it can be possible to regulate the size of viscoelastic polymer microspheres regarding the condition of the pore zone which will be subsequently treated. The main advantage working with the viscoelastic polymers is their strength to sustain their form and high resistance to the pressure. Under the pressure viscoelastic polymers were observed to not fracture, however, they are able to transform, which indicates good rheological capabilities.

Disseminated viscoelastic microsphere has the complex structure that is formed by including viscoelastic microspheres and polymer solution. Mostly viscoelastic microsphere aims to enhance the viscoelastic

abilities of the system as well as to block the high permeability channel, afterwards the polymer solution can append the viscoelastic microspheres in order to compensate the strength of the disseminated viscoelastic microsphere network. As a result, the water can go into the low permeability area and displace the remaining oil [84]. At the moment, disseminated viscoelastic microsphere flooding operations are widely used in different oil fields in China due to the of the advanced rheological capabilities of the dispersion system, e.g., the shear-thickening abilities. It worth to mention the lack of research performed about the rheological properties of disseminated viscoelastic microsphere structure. Although dilatant fluid has been studied experimentally, few investigations from the perspective of energy have been reported [85]. Recent research related to shear-thickening fluids have enriched the understanding of the fluids' characterization with large amplitude oscillatory shear amplitude measurements methods [86]. Jiang et al. [87] studied the influence of particles on the mechanical performance of the poly(styrene-acrylic acid) based dilatant fluid and displayed an applicable mechanism for the shear thickening behavior. They found that the shear thickening effects were considerably affected by the surface charges and the particles' hardness, in which case they could be controlled by varying the monomer ratio of the precursor and the relative crosslink density.

Recent studies show that cooperation of viscoelastic microsphere with the surface-active agent widely implemented in conformance control technology. The surface-active agents are taken up by viscoelastic microspheres. Therefore, the surface-active agents can alter the prominent characteristics of the viscoelastic microspheres such as deformation properties. The efficiency of oil production can be greatly affected by before mentioned components, which require further investigations to be completed in this area of research.

The profile control that employs viscoelastic microspheres for enhancing oil recovery is a novel technology that has attracted widespread interest. Viscoelastic microspheres are observed to affect plug high-permeability zones, influence the level of the sweep volume of low-permeability zones, which can better improve the effect of

development, thus can be represented as a promising conformance control agent.

Polymer nano-composite microspheres

Controlling the water cut and improving the sweep efficiency are crucial for enhanced oil recovery (EOR) in heterogeneous reservoirs. Toward the goals, polymer microspheres gained significant popularity and have been widely applied to profile control and EOR. These kind of elastic spheres with nano and micro scaled size are able to block the high permeability channels via adsorption, accumulation and bridging, and divert the subsequent flow into the upswept areas [88]. However, the commonly observed polymer microspheres display significant disadvantages because they perform scarcely in rough reservoir conditions, such as high temperature, high salinity and high mechanical shearing, losing the profile control ability [89]. These can be regarded as the major objectives of the current petroleum industry to advance the abilities of these microspheres. By including inorganic nanofillers into multifarious polymer matrices on the nanoscale in order to produce the polymeric/inorganic nanocomposites can be seen as the comprehensive way to solve the main drawbacks of polymer materials [90]. These composite materials obtain the ability to perform the capacity such as mechanical, thermal, toughness, electrical and rheological properties, it can be observed that they are extensively applied in the fields of high-performance functional coatings, engineering plastics, catalysis, medicine, biology, and petroleum industry. Regarding different advancements achieved in the field of nanocomposite materials with microspores, the main obstacle remains to be the taking full advantage from both chemical and science aspects. Nanofillers are mainly exploited in composite materials applying nanotubes, layered silicates (e.g., MMT, kaolin), nanometals (e.g., Ni, Co), nano-oxides (e.g., ZnO, ZrO₂), semiconductors (e.g., InSb, CdS), and so on, among which SiO₂ particles, probably the most frequently used inorganic nanomaterials, have been attracting increasing attention in many fields [91]. These particles with unique molecular dimension, high surface activity and specific surface area can behave as structure and morphology directors, introducing high-efficiency energy dissipation mechanism and generating a variety of

enhanced capabilities in nanocomposites [92]. Additionally, organic polymer matrices and inorganic nanofillers are observed to show disbalance between each other, then commonly affects in bad performance when preparing the nanocomposites. Because the

pristine SiO₂ nanoparticles tend to aggregate on account of their surface energy and the polycondensation of silanols, they cannot disperse uniformly in the polymer matrix, limiting the specific nanometer effect.

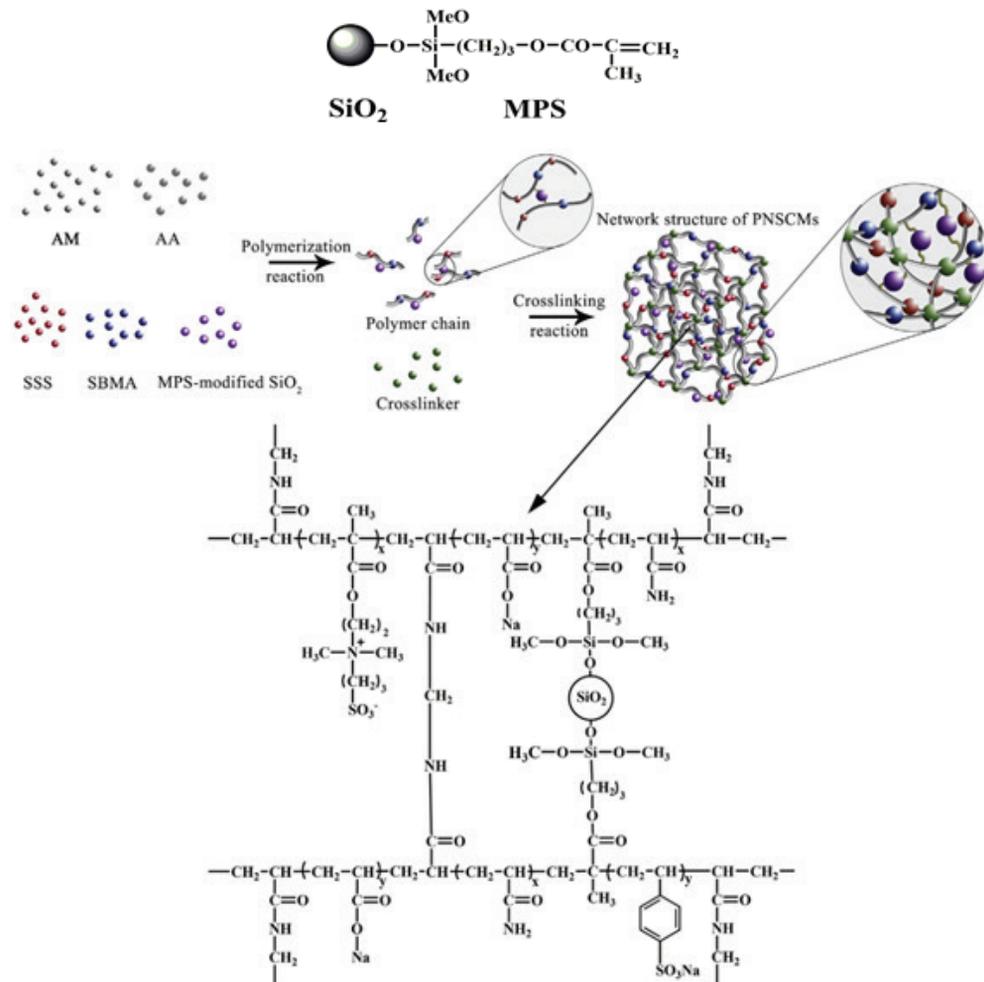


Figure 6. Structural formulas and synthesis processes of (A) MPS-modified SiO₂ and (B) PNSCMs [95]

Thus, it is imperative to conduct surface modification to better improve the performance of silica particles, which can not only effectively enhance silica particles' dispersibility, but also combine them with other materials by chemical interaction simultaneously. Chemical methods involve modification either by grafting polymers or modifiers. The silane coupling agent 3-methacryloxypropyltrimethoxysilane (MPS) is one of the most conventionally operated modifiers, which has hydrolyzable and organo-

functional ends [93,94]. The hydrolysable methoxy groups react with the silanols on the SiO₂ surface, while the alkyl chains containing CC double bonds react with the polymer chains. Hence, these functionalized SiO₂ nanoparticles would exhibit outstanding compatibility with the organic phase and can be efficiently trapped. Therefore, Tang et al. [95] proposed the polymer/nano-SiO₂ composite microspheres (PNSCMs) using MPS-modified SiO₂ as reinforcing material to obtain ideal conformance control agent. The

nanofiller MPS-modified SiO_2 was prepared by surface modification of the pristine SiO_2 , and its structural formula is shown in Fig. 6A, which contains polymerizable reactive groups, and exhibits good dispersion ability and certain oil-water amphiphilicity. PNSCMs were made through inverse suspension polymerization. 2.4 g of emulsifier span 60 and different weight fractions of MPS-modified SiO_2 nanoparticles (0, 0.5, 1.0, 2.0 wt %, compared to the water phase) were dispersed in 80 mL of aviation kerosene as the oil phase. AM, AA, SSS, SBMA, MBA, NaOH, NH_4Cl , and PEG-200 were diffused in deionized water as the aqueous phase.

The advanced capabilities of the given agent are appropriate swelling capacity, tolerance to harsh conditions including high temperature, salinity and shear, excellent elastic deformation capacity and dispersion stability, and can migrate into and plug the high-permeability formation, however, they need further research and field applications to manifest their success.

Polymer microspheres oil displacement

The difference between oil recovery and enhanced oil recovery after profile control and injecting of polymer microspheres are mainly determined on the utilization degree of the remaining oil in the low-permeability layer. The given data above implies that microspheres with a different particle sizes are more efficient when it comes to enhancing the oil recovery from reservoirs under certain reservoir conditions, rather than microspheres with the same particle size. In the point of water injection, the high-permeability layer had the minimum retention threshold pressure, the maximum retention pressure differential (the gap within the injection pressure and retention threshold pressure), the major fluid absorption capability as well as deviation rate [90–95]. Correspondingly, the low-permeability layer had the highest retention threshold pressure and the lowest deviation rate. At the point of chemical flooding, the polymer microspheres are injected, took time to settle, and shut off the high-permeability layer, decreased the flow cross-section of pores; and immediately boosted the flow resistance. Due to the actions taken by polymers, the medium and low-permeability layers are constrained to absorb the fluid. Later, at the point of water injecting, with the extraction of polymer microspheres, the diversion level of high-permeability layer

increased again, meanwhile the diversion of medium and low-permeability layers plummeted drastically [96–98]. The correlation between the water cut of each layer and the pore volume (PV) injected in the experiment were detected. The high-permeability layer water cut degree was close to maximum in the final steps of water flooding, but next the insertion of microspheres, the water cut dropped to a certain degree, while the oil recovery extended to the point. That can imply an inclusion to profile control, the polymer microspheres can also, to the certain point, activate the remnant oil and diminish the oil saturation. Fig.7 illustrates the movement of polymer microspheres in core pores. In the quite big pore spaces, the large the fluid in the center flowed faster, and the fluid closer to the edge flowed more slowly, so the fluid imposed a small force on the remnant oil on the of the rock pore [99, 100,102]. The polymer microspheres in a insignificant pore throat changed their shape and size, and the injected water moved onward gradually (Figure 7A).

The polymer microspheres emerge from the tight pore throat, than followed by immediate penetration occurred in the bigger pore throat at a specific displacing force, by thus the microspheres and fluids moved at an drastically growing speed in the large pore formations. Furthermore, the fluid streamline in the bigger pore spaces moves from the center to the perimeters of the pore throats. As the result, the remnant oil on the exteriority of the rock pore had gotten hit by the flowing fluid at the high speed, so the remnant oil was extracted from the surface of the rock pore and carried along with the fluid (Figure 7B). At the time when the polymer microspheres arrived at the small and tight pore throats, the fluid flow speed had been noticed to significantly drop, the fluid in the initial large pore formations leak out of disorder, and some of the fluid acted on the remnant oil at the linking point of the large and small core pores, so some remnant oil had been removed and carried along with sequent fluid (Figure 7C). In the majority of times the polymer microspheres enforced the remnant oil through the couple of mentioned actions to enhance the oil recovery from reservoirs. However, it is crucial to mention the limitations of the EOR.

In addition, the EOR mechanism is based on the polymer microspheres to regulate the fluid entry profiles of heterogeneous

reservoirs, at the same time to increase the injected water-swept volume. The polymer microspheres possess great advantage at

activating the remnant oil through brief shut-off → breakthrough → temporary shut-off [88, 103–107].

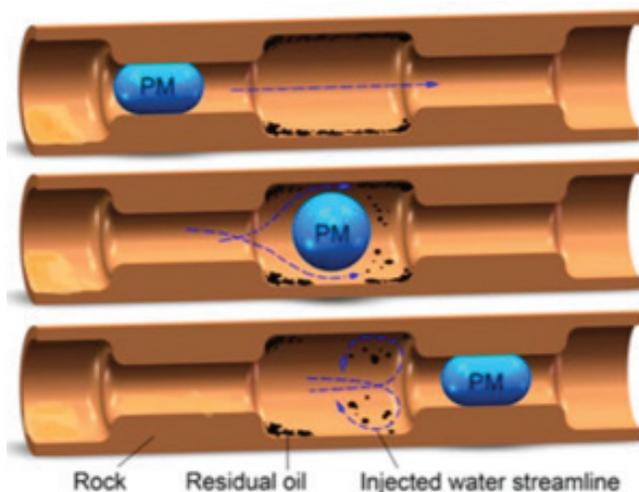


Figure 7. Migration of polymer microspheres in the core pore: polymer microspheres (A) temporarily shut off a narrow and small pore; (B) break through the small pore and enter a big pore; (C) temporarily shut-off a small pore [102]

Conclusions

In this paper, we summarized thoroughly the different types of polymer microspheres from the initial stage to current situation. Various polymer microspheres systems are described in detail, such as fluorescent polymer microspheres, nano-composite polymer microspheres, elastic and viscoelastic polymer microspheres, for better understand the current polymer microsphere technology. The problems which are now faced in these microspheres are discussed and solutions are proposed to overcome respective shortcomings.

Nano-composites has been successfully entered into the design of polymer microspheres, can behave as structure and morphology directors, introducing high-efficiency energy dissipation mechanism and generating a variety of enhanced capabilities in nano-composites. The use of nanoparticles turned out to be successful in many kinds of reservoirs, especially in ultra- deep carbonate reservoirs. Their applications have also shown excellent results in the production of medium to heavy oils.

It can be noted that polymer microspheres have been widely investigated in the last decades, however, they must still be optimized for example to introduce new technologies like the addition of nanoparticles. Systematic work is still required for producing more residual oil by using improved environmentally friendly methods. The area of profile control is still under strong consideration to further enhance the efficiency of oil recovery under harsh conditions.

The particles of polymer microspheres can change their shape and size depending on the specific pore zones, and are able to pass through pores throats with ease, thus can enter the in-depth structure and plug the high permeability channels. It can be concluded that polymer microspheres can be utilized as a highly promising profile control agent, additionally, fluorescent polymer microspheres can act as an oil field tracker.

Acknowledgement

This research was funded by the Science Committee of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan (Grant No. AP13067796).

References

1. Alhuraishawy A.K., Bai B., Imqam A., Wei M., Fuel, 2018, 214, 332–350.
2. Sharifpour E., Riazi M., Ayatollahi S., Ind. Eng. Chem. Res., 2015, 54, 11136–11146.
3. Jia H., Pu W., Zhao J., Jin F., Ind. Eng. Chem. Res., 2010, 49, 9638–9654.
4. Zhao G., Dai C., Zhao M., You Q., J. Appl. Polym. Sci., 2014, 131, 39946.
5. Zhao G., Dai C., You Q., Zhao M., Zhao J., J. Sol-Gel Sci. Technol., 2013, 65, 393–398.
6. Dai C., Zhao G., You Q., Zhao M., J. Appl. Polym. Sci., 2014, 131, 40154.
7. Dai C., Zhao G., You Q., Zhao M., J. Appl. Polym. Sci., 2014, 131, 39462.
8. Pu J., Zhou J., Chen Y., Bai B., Energy Fuels, 2017, 31, 13600–13609.
9. Yang H., Kang W., Yu Y., Lu Y., Li Z., Wang M., Liu T., J. Appl. Polym. Sci., 2015, 132, 42278.
10. Yang H., Kang W., Jian Z., Bin Z., Colloids Surf., 2015, 487, 240–246.
11. Yao C., Lei G., Hou J., Xu X., Wang D., Steenhuis T.S., Ind. Eng. Chem. Res., 2015, 54, 10924–10934.
12. Yang H., Kang W., Wu H., Yu Y., Zhu Z., Wang P., Zhang X., Sarsenbekuly B., RSC Adv., 2017, 7, 8117–8129.
13. Seright R.S., SPE Prod. Facil., 1997, 12, 49–62.
14. Lin M., Zhang G., Hua Z., Zhao Q., Sun F., Colloids Surf., 2015, 477, 49–54.
15. Yang H., Kang W., Yin X., Tang X., Song S., Lashari Z. A., Bai B., Sarsenbekuly B., Powder Technol., 2017, 313, 188–199.
16. Wan T., Huang R., Zhao Q., Xiong L., Luo L., Tan X., Cai G., J. Appl. Polym. Sci., 2013, 130, 697–701.
17. Liu C., Liao X., Chang M., Zhang Y., Mu C., Li T., Qin R., Fu R., Bie X., Zheng J., SPE 158293 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012.
18. Yao C., Lei G., Li L., Gao X., Energy Fuels, 2012, 26, 5092–5101.
19. Suleimanov B.A., Ismailov F.S., Veliyev E.F., J. Pet. Sci. Eng., 2011, 78, 421–447.
20. Saghafi H.R., J. Pet. Sci. Eng., 2018, 166, 977–999.
21. Niu L., Lu X., Xiong C., Tang X., Wu X., Jia X., Zhang S., Pet. Explor. Dev., 2013, 40, 698–789.
22. Yang H., Kang W., Yu Y., Yin X., Wang P., Zhang X., Powder Technol., 2017, 315, 478–485.
23. Ma Q., Zhang Z., Miao J., Guan Y., Xiao M., Guan Y., Chemistry & Bioengineering, 2010, 27, 80–81.
24. Zhao S., Pu W., Wei B., Xu X., Fuel, 2019, 235, 234–259.
25. Dai C., Liu Y., Zou C., You Q., Yang S., Zhao M., Zhao G., Wu Y., Sun Y., Fuel, 2017, 207, 111–127.
26. Nanthakumar A., Pon R. T., Mazumder A., Yu S., Watson A., Bioconjugate Chem., 2000, 11, 284–288.
27. Bosma G., Pathmamanoharan C., Hoog E. H., Kegel W. K., Blaaderen A., Lekkerkerker H. N., J. Colloid Interface Sci., 2002, 245, 291–300.
28. Jardine R. S., Bartlett P., Colloids Surf., A, 2002, 211, 117–132.
29. Baggiani C., Anfossi L., Baravalle P., Giovannoli C., Giraudi G., Barolo C., Viscardi G., J. Sep. Sci., 2009, 32, 3298–3300.
30. Bao X., Shi J., Nie X., Zhou B., Wang X., Zhang L., Liao H., Pang T., Bioorg. Med. Chem., 2014, 22, 4827–4835.
31. Kang J., Yan J., Liu J., Qiu H., Yin X., Yang X., Wang E., Talanta, 2005, 66, 1015–1024.
32. Wang C. C., Masil A., Fernandez N., Talanta, 2008, 75, 125–140.
33. Liu Q.H., Liu J., Guo J.C., Yan X.L., Wang D.H., Chen L., Yan F.Y., Chen L.G., J. Mater. Chem., 2009, 19, 2018.
34. Yang W.B., Xia M., Li A., Yang L., Zhang Q., React. Funct. Polym., 2007, 67, 608–616.
35. Martınez V. M., Arbeloa F. L., Prieto J. B., Arbeloa I. L., J. Phys. Chem., B, 2005, 109, 7441–7446.
36. Hua Z., Lin M., Guo J., Xu F., Li Z., Li M., J. Pet. Sci. Eng., 2013, 105, 71–75.

37. Bai B., Zhou J., Yin M., *Pet. Explor. Dev.*, 2015, 42, 527–533.
38. Sang Q., Li Y., Yu L., Li Z., Dong M., *Fuel*, 2014, 136, 285–316.
39. Tongwa P., Bai B., *J. Pet. Sci. Eng.*, 2014, 124, 37–49.
40. Guan S., Fan H., Duan J., Song C., *J. Daqing Pet. Inst.*, 2007, 31, 108–112.
41. Imqam A., Bai B., *Fuel*, 2015, 148, 168–179.
42. Li J., Niu L., Lu X., *J. Pet. Sci. Eng.*, 2019, 178, 1075–1193.
43. Xie K., Lu X., Pan H., Han D., Hu G., Zhang J., Zhang B., Cao B., *SPE Prod. Oper.*, 2018, 33, 482–606.
44. Raffa P., Broekhuis A., Picchioni A. F., *J. Appl. Polym. Sci.*, 2016, 113.
45. Goudarzi A., Zhang H., Varavei A., Taksaudom P., Hu Y., Delshad M., Bai B., Sepehrnoori K., *Fuel*, 2015, 140, 511–513.
46. Durán-Valencia C., Bai B., Reyes H., Fajardo-López R., Barragán-Aroche F., López-Ramírez S., *Polym. J.*, 2014, 46, 280–294.
47. Almohsin A., Bai B., Imqam A.H., Wei M., Kang W., Delshad M., Sepehrnoori K., presented at SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, 12–16 April 2014.
48. Hua Z., Lin M., Dong Z., Li M., Zhang G., Yang J., *J. Colloid Interface Sci.*, 2014, 424, 67–74.
49. Yao C., Wang D., Wang J., Hou J., Lei G., Steenhuis T. S., *Ind. Eng. Chem. Res.*, 2017, 56, 8157–8165.
50. Yang H., Kang W., Liu S., Bai B., Zhao J., Zhang B., *J. Dispersion Sci. Technol.*, 2015, 36, 1678–1685.
51. Yang J., Xie X., Zhang J., Zheng X., Wei Z., *Pet. Explor. Dev.*, 2014, 41, 795–797.
52. Lashari Z.A., Yang H., Zhu Z., Tang X., Cao C., Iqbal M.W., Kang W., *J. Mol. Liq.*, 2018, 263, 88–128.
53. Abdalbaki M., Huh C., Sepehrnoori K., Delshad M., Varavei A., *J. Pet. Sci. Eng.*, 2014, 122, 689–755.
54. Al-Ibadi A., Civan F., *SPE Prod. Oper.*, 2013, 28, 378–412.
55. Yang H., Hu L., Chen C., Gao Y., Tang X., Yin X., Kang W., *RSC Adv.*, 2018, 8, 10478–10480.
56. Kang W., Hu L., Zhang X., Yang R., Fan H., *J. Geng, Pet. Sci.*, 2015, 12, 483–487
57. Irvine R., Davidson J., Baker M., Devlin R., Park H., presented at SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015.
58. Yang H., Hu L., Chen C., Gao Y., Tang X., Yin X., Kang W., *RSC Adv.*, 2018, 8, 10480–10487.
59. Zhu D., Hou J., Chen Y., Zhao S., Bai B., *Energy Fuels*, 2018, 32, 3452–3781.
60. Li M., *J. Huaqiao Univ.*, 2007, 28, 109–110.
61. Li J., Liu Y., Na Z., Zeng Z., Jiang H., Dispers J., *Sci. Technol.*, 2014, 35, 111–145.
62. Zhou Y., Jiang H., Wang C., Li B., *J. Dispers. Sci. Technol.*, 2014, 35, 1011–1013.
63. Yang H., Hu L., Chen C., Gao Y., Tang X., Yin X., Kang W., *RSC Adv.*, 2018, 8, 10478–10485.
64. Lin M., Zhang G., Hua Z., Zhao Q., Sun F., *Colloids Surf. A Physicochem. Eng.*, 2015, 477, 35–44.
65. Kang W., Hu L., Zhang X., Yang R., Fan H., Geng J., *Pet. Sci.*, 2015, 12, 485–490
66. Yan L., Peng C., Ye Z., *Chem. Res. Appl.*, 2012, 24, 996–1001.
67. Yu Z., Li Y., Sha O., Su Z., Zhou W., *J. Appl. Polym. Sci.* 2016, 131.
68. Xie K., Cao B. X., Lu W., Jiang Y., Zhang Q., Li K., Song J., Wang W., Liu J., *Pet. Sci. Eng.*, 2019, 177, 534–565.
69. Xie K., Cao W., Lu X., Song K., Liu Y., Zhang Y., Liu J., Wang J., Na W., *J. Dispers. Sci. Technol.*, 2019, 1–10.
70. Xie K., Lu X., Li Q., Jiang W., Yu Q., *SPE J.*, 2016, 21, 001–007.
71. Li J., Niu L., Lu X., *Energy Sci. Eng.*, 2019, 7, 2022–2038.
72. Pye D.J., *J. Pet. Technol.*, 1964, 16, 908–913.
73. Al Adasani A., Bai B., *J. Pet. Sci. Eng.*, 2011, 79, 10–23.
74. Al-Mjeni R., Arora A., Cherukupalli S., Wunnik P.K., Edwards J.N.M.V., Felber J., Gurpinar B.J., Hirasaki O., Miller G.J., Jackson C.A., *Oilfield Rev.*, 2010, 22, 18–34.

75. Manrique E.J., Thomas C.P., Ravikiran R., Izadi Kamouei M., Lantz M., Romero J.L., Alvarado V., presented at SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, 24–28 April 2010.
76. Zhao H. Z., Wu Z.L., Zheng X.Y., Lin M.Q., Li M.Y., *Fine Chem.*, 2015, 62–64.
77. Pu W., Zhao S., Wang S., Wei B., Yuan C., Li Y., *Colloids Surf. A Physicochem. Eng. Asp.*, 2018, 540, 235–265.
78. Yao C., Lei G., Cheng M., *R. J. of Appl. Sci.*, 2013, 3634–3637.
79. Okubo M., Iwasaki Y., Yamamoto Y., *Colloid Polym. Sci.*, 1992, 270, 733–737.
80. Yang H., Kang W., Yin X., Tang X., Song S., Lashari Z. A., *Powder Technol.*, 2017, 313, 191–200.
81. Yang H., Zhou B., Zhu T., Wang P., Zhang X., Wang T., Galkine S. V., *J. Pet. Sci. Eng.*, 2021, 196, 107708.
82. Thomas A., Gaillard N., Favero C., *Oil Gas Sci. Technol. Rev. d'IFP Energ. Nouv.*, 2012, 67, 889–901.
83. Gaillard N., B.; Giovannetti T., Leblanc, A., Thomas O., Braun C., presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Ecuador, 18–20 November 2015; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2015.
84. Seright R.S., Wavrik K.E., Zhang G., AlSofi A.M., *SPE Reserv. Eval. Eng.*, 2020, 1–15.
85. Jouenne S., *J. Pet. Sci. Eng.*, 2020, 195, 107545.
86. Jensen T., Kadhum M., Kozlowicz B., Sumner E., Malsam J., Muhammed F., Ravikiran R., presented at SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, OK, USA, 14–18 April 2018; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2018.
87. Yang H., Kang W., Yu Y., Lu Y., Li Z., Wang M., Liu T., 2015, *J. Appl. Polym. Sci.*, 132(30), 42278
88. Li J., Niu L., Wu W., Sun M., *Polymers*, 2020, 12, 885-893.
89. Prasad D., Ernst B., Incera G., Leonhardt B., Reimann S., Mahler E., Zarfl M., presented at IOR 2017—19th European Symposium on Improved Oil Recovery, Stavanger, Norway, 24–27 April 2017.
90. Fournier R., Tiehi J.E., Zaitoun A., presented at SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 26–28 March 2018; Society of Petroleum Engineers: Kuala Lumpur, Malaysia, 2013.
91. Bakhshi M., Ozeiri M., Sharif A., Aalaie J., *Korean J. Chem. Eng.*, 2017, 34, 900–911.
92. Viñarta S.C., Delgado O.D., Figueroa L.I., Fariña J.I., *Carbohydr. Polym.*, 2013, 94, 493–502.
93. Schmid J., Meyer V., Sieber V., *Appl. Microbiol. Biotechnol.*, 2011, 91, 922–937.
94. Liang K., Han P., Chen Q., Su X., Feng Y., *ACS Omega*, 2019, 4, 10610–10618.
95. Tang X., Kang W., Zhou B., Gao Y., Cao C., Guo S., Yang H., *Powder Tech.*, 2019, 205-215.
96. Kim D., Krishnamoorti R., *Ind. Eng. Chem. Res.*, 2015, 54, 3532–3787.
97. Pu W., Zhao S., Wang S., Wei B., Yuan C., Li Y., *Colloids Surf. A Physicochem. Eng. Asp.*, 2018, 540, 235–265.
98. Zaitoun A., Kohler N., presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, TX, USA, 4–6 February 1987; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 1987.
99. Dubois M., Gilles K., Hamilton J., Rebers P., Smith F., *Anal. Chem.*, 1956, 28, 350–356.
100. Song H., Mohanty K.K., presented at SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, OK, USA, 31 August–4 September 2020; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2020.
101. Graveling G.J., Ragnarsdottir K.V., Allen G.C., Eastman J., Brady P.V., Balsley S.D., Skuse D.R., *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1997, 61, 3514–3523.
102. Samoshina Y., Diaz A., Becker Y., Nylander T., Lindman B., *Colloids Surf. A Physicochem. Eng. Asp.*, 2003, 231, 195–205.
103. Al-Hajri S., Mahmood S.M., Akbari S., Abdulelah H., Yekeen N., Saraih N., *J. Pet. Sci. Eng.* 2020, 189, 106864.

104. Tian Q., Wang L., Tang Y., Liu C., Ma C., Wang T., presented at SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, 12–14 June 2012.
105. Yao C., Lei G., Cathles L.M., Steenhuis T.S., Environ. Sci. Technol., 2014, 48, 5449–5565.
106. Zaitoun A., Makakou P., Blin N., Al-Maamari R.S., Al-Hashmi A.A.R., Abdel-Goad M., SPE J., 2012, 17, 325–329.

ПРОГРЕСС ПОЛИМЕРНЫХ МИКРОСФЕР ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОФИЛЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

С. Шагымгереева¹, Б. Сарсенбекұлы¹, Кан Ванли², Ян Хонбин², С. Туртабаев³

¹ Қазақстанско-Британский технический университет, Алматы, Қазақстан

² China University of Petroleum (East China), Циндао, Қытай

³ Международный казахско-турецкий университет имени Ходжи Ахмеда Ясави, г. Туркестан, Қазақстан

В течение последних десятилетий процессы длительного заводнения приводили к обводнению зрелых коллекторов, что является серьезной проблемой на нефтяных месторождениях. Разработка лучшей закупоривающей способности и экономически эффективных полимерных микросфер является ключевым аспектом для контроля избыточного производства воды. Исследования полимерных микросфер, применимых в гетерогенном резервуаре для закупорки высокопроницаемых каналов, значительно расширяются, о чем свидетельствуют многочисленные опубликованные научные статьи. В данном обзоре обсуждаются различные типы полимерных микросфер и эффективность вытеснения нефти. Также рассматриваются связанные с этим трудности и будущие перспективы полимерных микросфер. Данный обзор обеспечивает основу для разработки полимерных микросфер для будущего применения на нефтяных месторождениях и поможет исследователям в дальнейшей разработке полимерных микросфер для повышения нефтеотдачи зрелых коллекторов, которые будут соответствовать требованиям будущих нефтяных месторождений.

Ключевые слова: полимерные микросферы, флуоресцентные полимерные микросферы, эластичные полимерные микросферы, контроль профиля, вытеснение нефти.

МҰНАЙ КЕН ОРНЫНДАҒЫ ПРОФИЛЬДІ БАҚЫЛАУ ҮШІН ПОЛИМЕРЛІК МИКРОСФЕРАЛАРДЫҢ ПРОГРЕССІ

С. Шагымгереева¹, Б. Сарсенбекұлы¹, Кан Ванли², Ян Хонбин², С. Туртабаев³

¹ Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы, Қазақстан

² China University of Petroleum (East China), Циндао, Қытай

³ Қожа Ахмет Ясауи атындағы Халықаралық қазақ-түрік университеті, Түркістан, Қазақстан

Соңғы онжылдықтың ішінде ұзақ су айдау процестері жетілген коллекторлардың сулануына әкелді, бұл мұнай кен орындарындағы күрделі мәселе болып табылады. Жақсы тығындау қабілеті бар және үнемді қолданылатын полимерлі микросфераларды дамыту, артық су өндірісін бақылаудың маңызды аспектісі болып табылады. Жоғары өткізгіш арналарды бітеу үшін гетерогенді резервуарда қолданылатын полимерлі микросфераларды зерттеу айтарлықтай кеңеюде, бұған көптеген жарияланған ғылыми мақалалар дәлел бола алады. Бұл шолуда полимерлі микросфералардың түрлері және олардың мұнай ығыстыру тиімділігі талқыланды. Полимерлі микросфералардың осыған байланысты қиындықтары мен болашақ перспективалары да қарастырылады. Берілген шолу болашақта мұнай кен орындарында қолдану мақсатымен көзделген полимерлі микросфераларды дамытуға негіз береді. Бұл зерттеушілерге болашақ мұнай кен орындарының талаптарына

қанағаттандыратын экономикалық жағдайда жетілген коллекторлардан мұнай өндіруді арттыру үшін полимерлі микросфераларды одан әрі дамытуға көмектеседі.

Негізгі сөздер: полимерлі микросфералар, флуоресцентті полимерлі микросфералар, серпімді полимерлі микросфералар, профильді бақылау, мұнайды ығыстыру.

Информация об авторах

Шагымгереева Сая – PhD докторант, факультет энергетика и нефтегазовой инженерии, s_shagymgereeva@kbtu.kz.

***Сарсенбекұлы Бауыржан** – PhD, сениор лектор факультета энергетика и нефтегазовой инженерии, b.sarsenbekuly@kbtu.kz.

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

Кан Ванли – PhD, профессор, kangwanli@upc.edu.cn.

Ян Хонбин – PhD, ассоциированный профессор, hongbinyang@upc.edu.cn.

Китайский университет нефти (Восточный Китай), г. Циндао, Китай

Туртабаев Сарсенбек Койшабаевич – докт. техн. наук, профессор, sarsenbek.turtabaev@ayu.edu.kz.

Международный казахско-турецкий университет имени Ходжи Ахмеда Ясави, г. Туркестан, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.04, 622.276.26-98, 622.276.435
МРНТИ 38.53.21, 38.01.13, 52.47

ЗАКАЧКА ВОДЫ В ГАЗОВУЮ ШАПКУ: МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ В УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФА

Е.Ю. Подчувалова, Д.В. Поляков, Р.Р. Шафиков

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

В статье представлены результаты научно-исследовательской работы по подготовке решения по закачке воды в газовую шапку на месторождении, расположенном на шельфе Каспийского моря. Выявлен практически значимый подход, разработаны концепция и необходимые условия для закачки воды в газовую шапку. Выполнен анализ влияния закачки воды в газовую шапку на скважины окружения. Сформирована программа по мониторингу эффективности закачки воды.

Ключевые слова: морское месторождение, газовая шапка, система закачки.

Введение

Разработка нефтегазовых залежей с тонкой нефтяной оторочкой связана с риском смещения межфлюидальных контактов за счет отбора прорывного газа газовой шапки и снижения давления в ней при низкой компенсации отборов обратной закачкой. При этом значительные объемы подвижной нефти мигрируют в газовую шапку, что приводит к безвозвратным потерям извлекаемых запасов [1].

Данная работа посвящена комплексному подходу к оценке возможности и целесообразности трансформации системы поддержания пластового давления на залежи морского месторождения с тонкой нефтяной оторочкой. Цель реализуемого подхода – нивелирование накопленной недокомпенсации отборов прорывного газа обратной закачкой.

Технологическая эффективность предложенного варианта выражается в увеличении накопленной добычи жидких углеводородов (далее – УВ) и обусловлена возможностью увеличения отборов жидкости по залежи и перераспределением законтурной закачки по разрезу за счет частичного переноса закачки воды в газовую шапку. При этом появляется перспектива дополнительной монетизации прорывного газа при неполном возврате его в пласт без снижения пластового давления.

Постановка задачи модификации системы поддержания пластового давления

Цель работы – оценка использования на месторождении практически применимого и целесообразного способа поддер-

жания пластового давления в эксплуатационном объекте, сложенном неоконскими песчаниками, в условиях недокомпенсации отборов углеводородов обратной закачкой газа.

Движение нефти по пласту к добывающей скважине осуществляется за счет перепада давления, т.е. давление внутри пласта должно превышать давление у забоя скважины. В начале добычных работ на месторождениях нефти давления в пласте вполне достаточно для успешного процесса добычи, но со временем пластовое давление уменьшается, что вынуждает недропользователей производить ряд мероприятий для восстановления нужного баланса давления [2]. Существует 3 основных способа разработки месторождений нефти и газа в зависимости от источника восполнения энергии пласта.

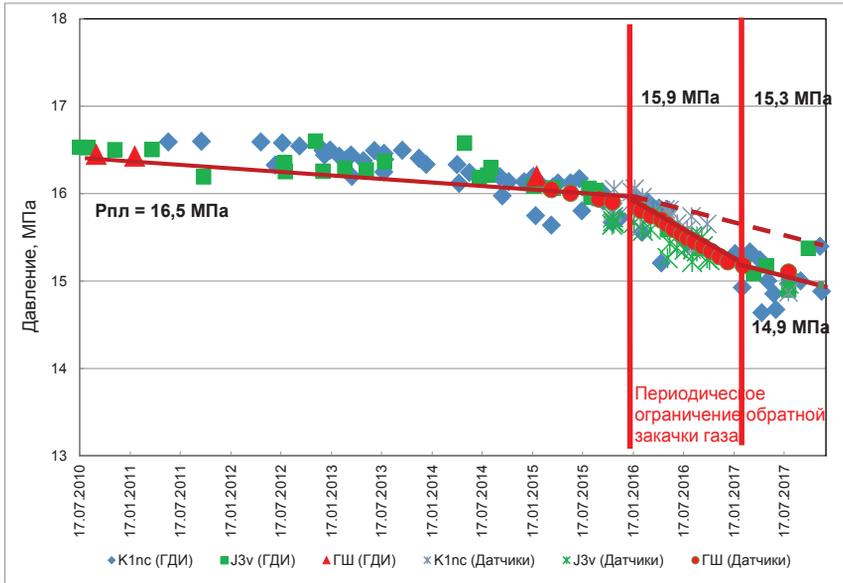
Вторичные способы разработки основаны на извлечении нефти путем восполнения её пластовой энергии при помощи специальных технологических решений. К вторичному методу относится закачка воды в пласт и закачка газа в газовую шапку.

На месторождении, являющемся объектом исследования, реализована система разработки тонкой нефтяной оторочки толщиной порядка 15 протяженных горизонтальных скважин с поддержанием пластового давления приконтурной закачкой воды и обратной закачкой газа в пласт (объем газовой шапки залежи превышает эффективный объем оторочки в 2,5 раза). Существенное ограничение объемов обратной закачки газа в течение одного года эксплуатации залежи в историческом периоде привело к ускоренному падению

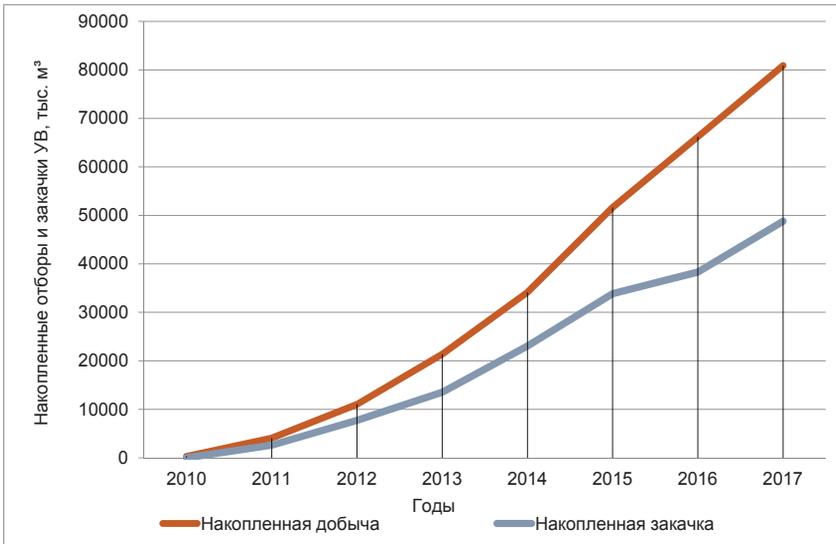
пластового давления в газовой шапке (рис. 1.). В последующие годы темп снижения пластового давления несколько снизился, однако последствия накопившейся недокомпенсации отборов имеют в большинстве своем необратимый характер.

Дальнейшее снижение пластового давления даже при возвращении компен-

сации отборов газа обратной закачкой до уровня 85–90% в газовой шапке усугубляют негативные последствия (рост обводненности продукции, выбытие скважин в связи с предельным обводнением, деформация межфлюидальных контактов) перехода от газонапорного режима дренирования к водонапорному.



а)



б)

Рисунок 1. Состояние объекта разработки во время проведения работ по закачке воды в газовую шапку

- а) динамика пластового давления (красным выделено давление в газовой шапке);
- б) динамика накопленной добычи и накопленной закачки

Основные негативные последствия заключаются в следующем:

- внедрение значительных объемов подвижной нефти в газовую шапку и, как следствие, безвозвратные потери извлекаемых запасов;
- увеличение объемов попутно добываемой воды, проблемы её утилизации и необходимость бурения дополнительных водопоглощающих скважин.

Накопленная компенсация отборов закачкой на дату начала работы составляла около 70%. В то же время наблюдался дисбаланс объемов отборов и закачки на отдельных участках залежи. Так, объем добычи нефти и жидкости из скважин центральной части залежи систематически снижается после достижения максимального уровня отборов в историческом периоде, при этом уровень закачки воды в приконтурный участок этой зоны постоянно увеличивается.

Одним из решений по исключению рисков в сложившейся ситуации является вопрос о перераспределении закачки воды по площади и объему залежи, что в свою очередь позволит снизить объем непродуцируемой закачки.

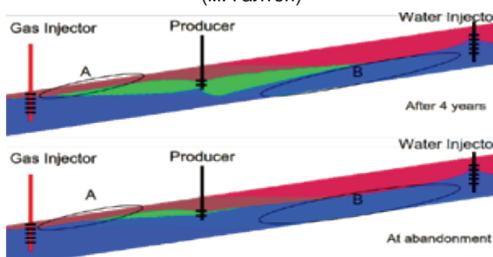
Опыт реализации ППД закачкой воды в газовую шапку

Проведен и выполнен литературный обзор материалов научно-практических конференций и статей в профильных научных изданиях по изучению опыта разработки месторождений с тонкими нефтяными оторочками:

- более 20 месторождений на суше (широкий охват регионов – Западная и Восточная Сибирь, Урал-Поволжье, Европа, Средняя и Юго-Восточная Азия, Африка, Центральная Америка);
- 4 месторождения-аналога на шельфе (Индонезия, Тринидад, Китай, Норвегия);
- 3 месторождения (рис. 2) с опытом реализации системы воздействия закачкой воды в газовую шапку в качестве метода довыработки запасов нефти. На месторождениях Галтоп (Норвегия), Самаранг (Малайзия), Прадхо-Бэй (США).

При этом типичные для морских месторождений условия, связанные с ограниченностью точек разбуривания, более низкой изученностью на момент ввода в промышленную эксплуатацию и высокими требованиями системы сбора и транспорта, накладывают отпечаток на систему разработки морских месторождений.

Движение нефти при одновременной закачке газа в нижнюю часть залежи и воды в верхнюю (м. Галтоп)



Реализация механизма GASWAG (м. Самаранг)

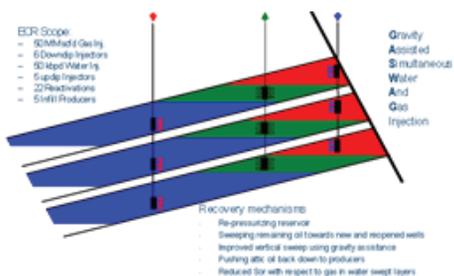


Схема изменения распределения флюидов в залежи (м. Прадхо-Бэй)

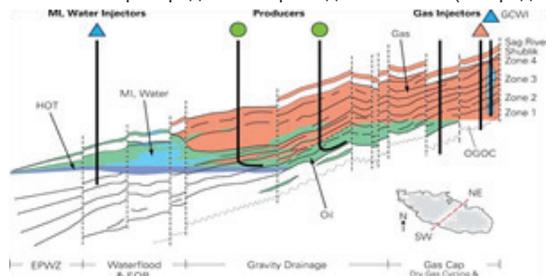


Рисунок 2. Опыт реализации системы воздействия закачкой воды в газовую шапку в качестве метода довыработки запасов нефти на м. Галтоп (Норвегия), Самаранг (Малайзия), Прадхо-Бэй (США) [3]

Оценка возможности реализации метода и его рисков

На исследуемом месторождении основной реализовавшийся риск разработки связан со смещением межфлюидальных контактов за счет отбора прорывного газа и снижения давления в газовой шапке при низкой компенсации отборов закачкой. Для рассмотрения предложена технология перераспределения закачки воды из законтурной области в газовую шапку для стабилизации пластового давления.

На основе анализа исторических данных по объему обратной закачки газа и степени загрузки компрессоров высокого давления проведена оценка требуемого объема закачиваемой воды для обеспечения заполнения невозобновляемых объемов пластового газа, которые не обеспечиваются обратной закачкой газа.

По вероятностным расчётам на геолого-технологической модели при сохранении текущей системы разработки необходимость в дополнительных источниках поддержания пластового давления будет сохраняться до 2025–2026 гг.

На этапе оценки возможности выполнено несколько вариантов расчетов закачки воды в газовую шапку на постоянно действующей геолого-технологической модели, определен комплекс необходимых исследований керна для снижения неопределенности при расчетах, согласована программа лабораторных исследований керна.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств и моделирования остаточной водонасыщенности пласта 149 образцов керна были переданы в лабораторию фильтрационных исследований.

Повысить эффективность поддержания пластового давления в газовой шапке можно, обеспечив преимущественно латеральную фильтрацию закачиваемой воды. Одним из способов решения задачи является использование мелкодисперсной водогазовой смеси (далее – МВГС) для снижения вертикальной проницаемости пород в зоне нагнетания воды.

Выполнено 7 опытов на составных образцах по определению гистерезиса относительных фазовых проницаемостей в системе фильтрации «газ-вода», в т.ч. 5 опытов для образцов параллельно напластованию и 2 – для образцов перпендикулярно напластованию.

Из полученных результатов следует, что за счёт снижения вертикальной проницаемости оторочками МВГС потребуются использовать водогазовые смеси с разной степенью дисперсности. Это повысит эффективность компенсации отборов газа закачкой воды в газовую шапку и создаст условия для латеральности движения фронта.

Исходя из выполненных расчетов, сформированы следующие рекомендации по реализации опытно-промышленной закачки воды в газовую шапку:

1. Перевод скважины в купольной части залежи под закачку воды в интервалы коллектора наиболее проницаемой верхней части разреза. Ожидаемая первоначальная приёмистость составит 3800 м³/сут воды при устьевом давлении 95 бар.

2. Сокращение закачки воды в нагнетательные скважины (реализуемое при контурное заводнение).

3. Компенсацию отборов прорывного газа обратной закачкой газа в газонагнетательные скважины на период закачки воды в купольную часть газовой шапки определить на уровне 90–95%, компенсация закачкой воды составит при текущих годовых отборах 8–10%; таким образом, резерв добываемого газа составит до 0,3 млн м³/сут газа, что позволит использовать дополнительные объемы на собственные нужды или поставлять внешним потребителям.

В связи с эффективностью МВГС для формирования низкопроницаемых барьеров только в средне- и низкопроницаемых коллекторах заводненной части пласта применение их на начальном этапе при закачке воды в газовую шапку не представляется актуальным. Рекомендуется рассмотреть данный тип вытесняющего агента для закачки в обводнившиеся добывающие скважины для снижения скорости смещения водонефтяного контакта вверх.

Добыча нефти будет определяться возможностями по утилизации воды. Основной эффект от закачки воды в газовую шапку обусловлен возможностью роста отборов жидкости в связи с увеличением количества нагнетательных скважин.

Ожидаемая эффективность и риски реализации

По результатам вероятностного моделирования и учета возможных рисков при закачке воды в газовую шапку в купол

залежи в горизонте 10 лет не ожидается внедрения закачиваемой воды в нефтяную оторочку, хотя в долгосрочной перспективе вода внедрится в нефтяную оторочку на южном склоне. Использование поточеклоняющих технологий не требуется.

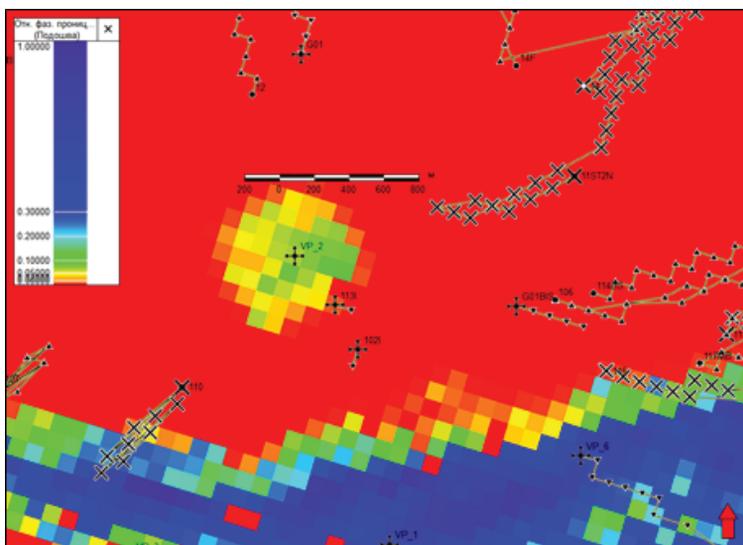
При циклических обработках, закачках оторочек и пр. на время закачки газа придётся ограничить отборы жидкости, что приведет к снижению технологического эффекта от закачки воды в шапку.

При расширении системы закачки воды в газовую шапку переключением других газонагнетательных скважин под закачку воды в газовую шапку заметного

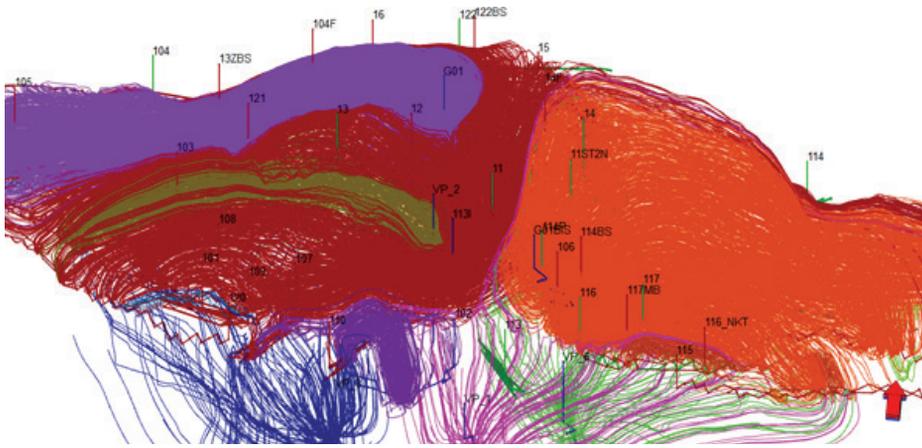
изменения показателей добычи нефти не ожидается. Такой подход может быть рекомендован в случае необходимости поставок газа внешним потребителям в объёме до 0,9 млн м³/сут газа.

Прогнозируется, что начало опытно-промышленных работ (далее – ОПР) по закачке воды в газовую шапку приведет к снижению темпов роста обводнения краевых скважин из-за прекращения закачки воды в приконтурную зону пласта.

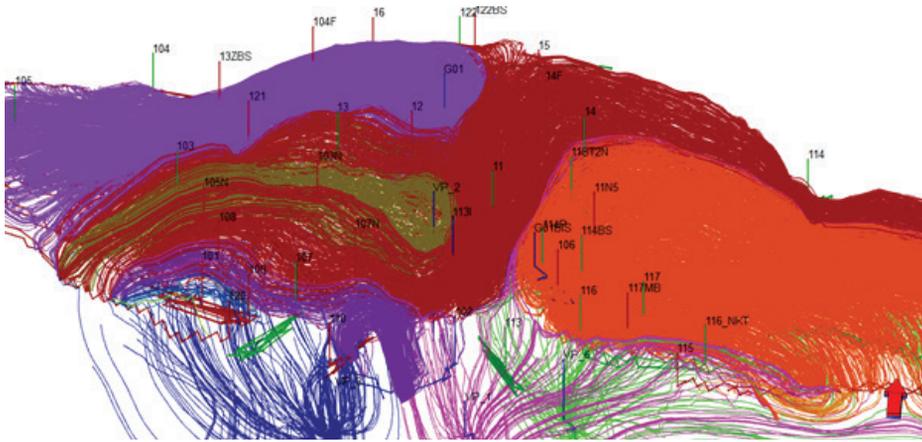
На рис. 3 показано предполагаемое распределение воды через 2 года после начала работ в подошве наиболее проницаемой части пласта.



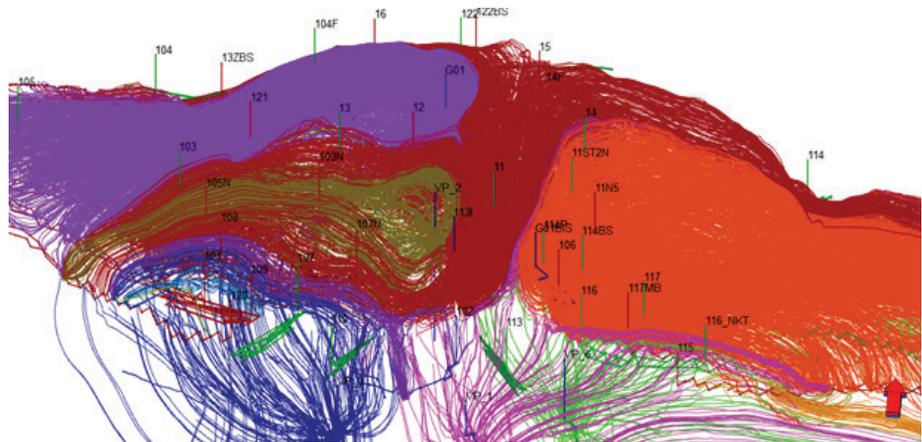
Прогнозное перераспределение вытеснения газа газовой шапки закачиваемой водой представлено на рис. 5.



а)



б)



в)

Рисунок 5. Прогнозное перераспределение фильтрационных потоков в оторочке при закачке воды в газовую шапку

а) на 1-й год ОПР; б) на 2-й год ОПР; в) на 5-й год ОПР

Программа мониторинга результатов опытно-промышленных работ

В газонагнетательных скважинах репрессия на пласт не превышает 3–5 бар на датчике забойного давления, большая часть этой репрессии приходится на потери давления в нижнем заканчивании. Ожидаемое снижение коэффициента приёмистости окажет слабое влияние на приёмистость по газу, которая, в основном, определяется пропускной способностью насосно-компрессорной трубы и пластовым давлением в зоне закачки газа. Для контроля причин изменения приёмистостей газонагнетательных скважин необходимо:

- определение пластового давления не менее 6 раз в год: ежемесячный поочерёдный контроль пластового давления в газонагнетательных скважинах позволит прогнозировать темпы падения приёмистостей из-за роста пластового давления;
- выполнение 2 гидродинамических исследований (далее – ГДИ) в год для оценки продвижения фронта воды.

В нагнетательной скважине, в которую будет осуществляться закачка, приёмистость по воде может снизиться из-за следующих факторов:

- рост пластового давления;
- снижение коэффициента приёмистости из-за условий подготовки воды;
- снижение коэффициента приёмистости из-за снижения фазовых прони-

цаемостей при изменении направления фильтрационных потоков на фронте вытеснения «вода-газ».

Для расчёта оптимальных уровней поставок газа на транспорт необходимо контролировать пластовое давление в зонах закачки газа на удалении от нагнетательной скважины и в районе закачки воды. Для контроля продвижения фронта воды в сторону добывающих скважин необходим контроль пластового давления в зонах отборов:

- определение пластового давления в удаленных газонагнетательных скважинах не менее 2 раз в год: контроль изменения пластового давления в основной части газовой шапки;
- определение пластового давления в ближних газонагнетательных скважинах не менее 4 раз в год: контроль равномерности изменения пластового давления в зоне закачки воды по сравнению с основной частью газовой шапки;
- определение пластового давления по добывающим скважинам, ближайшим к скважине нагнетания воды в газовую шапку.

В программу мониторинга включены исследования для контроля энергетического состояния залежи и расширенный комплекс исследований района закачки воды в газовую шапку. В табл. 1 приведен план ГДИС на первый год ОПР.

Таблица 1. Примерный план ГДИС на первый год ОПР по закачке воды в газовую шапку

| Дата | 11 | 12 | 107 | 110 | 114 | 113 | 102 |
|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| янв. 21 | | КВД | КВД | КВД | | ГДИ | |
| фев. 21 | | | | | | | КПД |
| мар. 21 | | ГДИ | ГДИ | | | КПД | |
| апр. 21 | | | | ГДИ | | | КПД |
| май. 21 | | | | | | | |
| июн. 21 | КВД | КВД | КВД | КВД | КВД | ГДИ | КПД |
| июл. 21 | | | | | | КПД | ГДИ |
| авг. 21 | | | | | | | |
| сен. 21 | | КВД | КВД | КВД | | | |
| окт. 21 | | | | | | КПД | КПД |
| ноя. 21 | | | | | | | |
| дек. 21 | | КВД | КВД | КВД | | КПД | КПД |

Заключение

Риски, связанные со снижением давления, при низкой компенсации отборов обратной закачкой, а также при смещении межфлюидальных контактов за счет отбора прорывного газа газовой шапки ха-

рактерны для разработки нефтегазовых месторождений с тонкой нефтяной оторочкой. Безвозвратные потери извлекаемых запасов связаны с тем, что значительные объемы подвижной нефти мигрируют в газовую шапку.

Возможности по утилизации воды будут определять добычу нефти в условиях снижения пластового давления и прогрессирующего роста обводненности. Закачка воды в газовую шапку даст возможность увеличения отборов жидкости в связи с увеличением количества нагнетательных скважин. В ближайшее время в горизонте не ожидается внедрения закачиваемой воды в нефтяную оторочку, хотя вода и внедрится в нефтяную оторочку на южном склоне залежи в долговременной перспективе.

В условиях снижения пластового давления и прогрессирующего роста обводненности добыча нефти будет определяться возможностями по утилизации воды. Основной эффект от закачки воды в газовую шапку обусловлен возможностью увеличения отборов жидкости в связи с увеличением количества нагнетательных скважин. В горизонте не ожидается внедрения закачиваемой воды в нефтяную оторочку в ближайшее время, хотя в долгосрочной перспективе вода внедрится в нефтяную оторочку на южном склоне залежи. При этом применения потокоотклоняющих технологий не требуется.

Вероятностная оценка профилей добычи и вариантов закачки воды в газовую шапку показали, что оптимальная компенсация закачки газа составляет 90–95%. Использовать дополнительные объемы газа на собственные нужды или поставлять внешним потребителям представляется

вероятным, т.к. резерв добываемого газа для достигнутых уровней добычи составит порядка 0,3 млн м³/сут газа.

Транспортировку газа внешним потребителям в размере до 0,9 млн м³/сут газа возможно рекомендовать, т.к. при расширении системы закачки воды в газовую шапку явного изменения характеристик нефтедобычи не ожидается.

В рамках ОПР по закачке воды в газовую шапку выделены скважины опорной сети и составлена программа контроля давления и коэффициентов приёмистости по газу/воде для дальнейшего мониторинга данных параметров и выявления влияния закачки за 3 года реализации. По работающим скважинам рекомендуется ежеквартальное проведение исследований методом кривых восстановления давления, по бездействующим скважинам добывающего фонда – постоянный мониторинг забойного давления, а по газонагнетательным скважинам – проведение исследования методом кривых падения давления не менее 6 раз в год при ТО компрессоров.

Появление возможности для монетизации прорывного газа обусловлено увеличением отборов жидкости по залежи при увеличении накопленных жидких углеводородов на 6% и перераспределением законтурной закачки по разрезу за счет частичного переноса закачки воды в газовую шапку, что является технологической эффективностью предложенного варианта.

Список использованной литературы

1. Поляков Д.В., Хисматуллина Ф.С., Солодов П.А. Закачка воды в газовую шапку как способ компенсации безвозвратных отборов прорывного газа. – ЗАО «Издательство «Нефтяное Хозяйство», Москва, 2020 г., с. 172. // Poljakov D.V., Hismatullina F.S., Solodov P.A. Zakachka vody v gazovuju shapku kak sposob kompensacii bezvozvratnyh otborov proryvnogo gaza [Injection of water into the gas cap as a way to compensate for irretrievable withdrawals of breakthrough gas]. – ЗАО «Izdatel'stvo «Neftjanoe Hozjajstvo», Moscow, 2020, 172 p.

2. Юшков А.Ю., Романов А.С., Мукминов И.Р. и др. Новые подходы к повышению экономической эффективности разработки газоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками. – SPE 149927, доклад на конференции SPE по разработке месторождений в осложнённых условиях и Арктике 18 – 20 октября 2011 г., Москва, с. 14 // Jushkov A.Ju., Romanov A.S., Mukminov I.R. and others. Novye podhody k povysheniju ekonomicheskoj effektivnosti razrabotki gazokondensatnyh zalezhej s tonkimi neftjanymi otorochkami [New approaches to improving the economic efficiency of the development of gas condensate reservoirs with thin oil fringes]. – SPE 149927, [Presentation at the SPE Conference on the development of fields in difficult conditions and the Arctic, October 18 - 20], 2011 doklad na konferencii SPE po razrabotke mestorozhdenij v oslozhnjonnyh uslovijah i Arktike 18 – 20 oktjabrja, Moscow, 14 p.

3. Razak E. A., Chan K. S. and Darman N. Risk of Losing Oil Reserve by Gas-Cap Gas Production in Malaysian Thin Oil Rim Reservoirs. – SPE 132070 paper prepared for presentation at the CPS/SPE International Oil&Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 8–10 June 2010, 12 p.

СУДЫ ГАЗ ҚАҚПАҒЫНА АЙДАУ: ҚАЙРАҢ ЖАҒДАЙЫНДА МҰНАЙ ЖИЕГІН ИГЕРУ ЖҮЙЕСІН ТҮРЛЕНДІРУ

Е.Ю. Подчувалова, Д.В. Поляков, Р.Р. Шафиков

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ААҚ, Мәскеу қ-сы, Ресей

Мақалада Каспий теңізінің қайраңында орналасқан кен орнындағы газды қақпаққа суды айдау бойынша шешімді дайындау ғылыми-зерттеу жұмысының нәтижелері ұсынылған. Іс жүзінде маңызды тәсіл анықталды, тұжырымдама дайындалды және газды қақпаққа су айдау үшін қажетті жағдайлар жасалды. Газ қақпағына су айдаудың қоршаған орта ұңғымаларына әсерін талдау жүргізілді. Суды айдау тиімділігінің мониторингі бойынша бағдарлама қалыптастырылды.

Негізгі сөздер: теңіз кен орны, газ қақпағы, айдау жүйесі.

INJECTING WATER INTO A GAS CAP: EVOLUTION OF THE OIL REFINERY DEVELOPMENT SYSTEM IN OFFSHORE FIELD

E.Y. Podchualova, D.V. Polyakov, R.R. Shafikov

“LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia

The article comprises of the results of research work on a solution for injecting water into a gas cap in the field located on the shelf of the Caspian Sea. A practically significant approach has been identified, a concept was developed, as well as the necessary conditions for pumping water into the gas cap. An analysis of the impact of water injection into the gas cap on the wells of ringing was carried out. The water injection efficiency monitoring program has been developed.

Key words: offshore field, gas cap, injection system.

Информация об авторах

***Подчувалова Елена Юрьевна** – ведущий специалист,
elena.podchualova@lukoil.com.

Поляков Дмитрий Валерьевич – канд. техн. наук, начальник отдела геолого-технологического обеспечения разработки морских месторождений,
dmitry.polyakov@lukoil.com.

Шафиков Рустем Ринатович – начальник управления проектирования и разработки морских месторождений, rustem.r.shafikov@lukoil.com.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 622.276
МРНТИ 52.47

СОПОСТАВЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПОДХОДОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ

А.А. Терентьев, С.М. Дуркин, К.В. Пчела
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия

В данной работе рассматривается численное моделирование методов интенсификации притока к скважине с использованием различных подходов. Для моделирования солянокислотного воздействия был применен подход, основанный на изменении коэффициента продуктивности скважины, а также подход, который заключался в использовании химической реакции в гидродинамической модели. Критерием качественного прогнозирования технологических показателей разработки являлись фактические данные по одной из скважин месторождения-аналога рассматриваемого объекта. В результате расчетов на примере реального месторождения в условиях протяженных горизонтальных скважин получены приросты дополнительной добычи нефти при различных подходах моделирования процесса солянокислотной обработки. Выявлено, что в условиях протяженных горизонтальных скважин использование отрицательных значений скин-факторов кратко увеличивает добычу нефти по сравнению с подходом композиционного моделирования с протеканием химических реакций. Проведен анализ чувствительности к объему и концентрации закачанной кислоты с помощью специализированного программного обеспечения. Установлено, что в результате учета химической реакции при композиционном моделировании эффект от солянокислотной обработки существенно зависит от состава горной породы, скорости реакции, концентрации и объема закачанной кислоты. Многостадийный гидроразрыв пласта моделировался с использованием инструмента планарных систем трещин и модели дискретной системы трещин. Выявлено небольшое расхождение результатов расчета гидродинамической модели между данными методами моделирования многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова: солянокислотная обработка скважин, многостадийный гидравлический разрыв пласта, численное моделирование, горизонтальные скважины, планарная система трещин, модель дискретной системы трещин.

Введение

Солянокислотная обработка (далее – СКО) скважин предназначена для воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения проницаемости. Моделирование данного процесса и прогнозирование технологической и экономической эффективности является важнейшим и необходимым этапом проектирования данной технологии. В основном для моделирования процесса СКО применяют упрощенный подход – задание отрицательных скин-факторов или изменение продуктивности скважин вдоль всего ствола скважин. Однако в условиях протяженных горизонтальных скважин (далее – ГС) данный метод недостаточно применим в связи со сложностью определения скин-фактора по длине ГС, что может привести к завышен-

ным оценкам технологической эффективности. В данной работе опробован подход моделирования, включающий в себя протекание химических реакций. Химическая реакция закладывалась между соляной кислотой и твердым компонентом (известняк), продуктом реакции являлись соль, растворимая в воде, и углекислый газ. Также в качестве исходных данных использовались начальная концентрация твердого компонента (известняк) в составе общей горной породы, константа скорости химической реакции, концентрация и объем закачанной кислоты. В качестве зависимости проницаемости от пористости в гидродинамической модели (далее – ГДМ) использовалось уравнение Кармена-Козени (1).

Целью работы являлись оценка эффективности процесса СКО и многоста-

дийного гидравлического разрыва пласта (далее – МГРП) в условиях протяженных ГС с помощью инструментов композиционного моделирования и оценка объема закачки кислотного раствора.

Моделирование СКО

В используемом гидродинамическом симуляторе Stars возможны 3 способа моделирования СКО в зависимости от целей исследования:

- изменение коэффициента продуктивности скважины или задание отрицательного скин-фактора: отражение результирующего эффекта от СКО без учета физики процесса (менее точный, но быстрый способ) [1]. Моделирование проводилось путем задания скин-фактора до значения -2, как среднего значения по анализу гидродинамических исследований (далее – ГДИ) с СКО месторождений-аналогов на протяжении 6 мес;
- использование пользовательских

реакций: определение двух компонентов НСИ и твердого вещества и добавление одной простой реакции между этими компонентами (компромисс между скоростью и точностью).

В зависимости от способа моделирования требуется свой набор исходных данных:

- изменение коэффициента продуктивности скважины: промышленные данные о дебитах скважин до и после обработки;
- использование пользовательских реакций: стандартные исследования СКО на керне (зависимость перепада давления от прокачанных объемов и объем прокачки до образования каверны в зависимости от расхода агента).

Моделирование СКО было выполнено на объекте месторождения N, характеризующегося карбонатным типом коллектора. Краткое описание геолого-физических характеристик представлено в табл. 1.

Таблица 1. Характеристика объектов

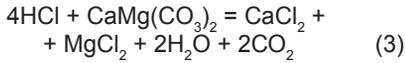
| Параметры | Пласт P1 | Пласт C2 | Пласт C1 | Пласт C1S |
|---|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Абсолютная отметка кровли, м | -820 | -948 | -962 | -1030 |
| Абсолютная отметка ВНК, м | 1632,2 | | 1632,2 | |
| Тип коллектора | карбонатный, поровый, кавернозный | карбонатный, поровый, кавернозный | карбонатный, поровый, кавернозный | карбонатный, поровый, кавернозный |
| Средняя общая толщина, м | 91 | | 458 | |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м | 41,0 | | 57,1 | |
| Проницаемость по ГДИ, 10 ⁻³ мкм ² | 53 | 53 | 53 | 53 |
| Начальная пластовая температура, °С | 30,3 | 31 | 33,5 | 35 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 13,9 | 14,4 | 15 | 15,4 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 14,00 | 14,00 | 14,00 | 14,00 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³ | 870 | 870 | 870 | 870 |
| Плотность нефти в пов. условиях, кг/м ³ | 906 | 906 | 906 | 906 |
| Объемный коэффициент нефти, д. ед. | 1,090 | 1,090 | 1,090 | 1,090 |
| Газосодержание, м ³ /т | 40,0 | 40,0 | 40,0 | 40,0 |

Константа скорости реакции задавалась согласно данным месторождения-аналога им. Р. Требса 4,9·10⁻⁵ 1/с [2]. Для учета зависимости проницаемости от по-

риности использовалось уравнение Кармена-Козени:

$$K(\phi) = K_0 \cdot [\phi/\phi_0]^2 \cdot [(1-\phi_0)/(1-\phi)]^2 \quad (1)$$

В ГДМ задавались следующие химические реакции:



где хлористый кальций (CaCl_2) – соль, хорошо растворимая в воде, углекислый газ (CO_2) при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) также растворяется в воде.

Начальная концентрация CaCO_3 – 0,5 м³/м³.

Моделирование выполнялось на мере проектной скважины 4ГР длиной горизонтального участка 1000 м.

Концентрация кислоты варьировалась от 5 до 15 %. Время закачки – от 1 до 5 сут.

Для оценки длительности обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ) были рассмотрены результаты ОПЗ по 4 объектам-аналогам структурной зоны Вала Соркина Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Для моделирования среднее время эффекта от ОПЗ принято равным 6 мес, как среднее значение по аналогам.

Таблица 2. Результаты расчетов

| Дополнительная добыча нефти за 6 мес, т | | | | |
|---|--------|--------|--------|---|
| Концентрация, % | 5 | 10 | 15 | Средний объем закачки кислотного состава на 1 пог. м длины скважины, м ³ /пог. м |
| Время закачки, сут | | | | |
| 1 | 1134 | 1172,7 | 1235,8 | 1,5 |
| 3 | 2465,6 | 2677,9 | 3157,2 | 4,1 |
| 5 | 3590,9 | 3912,3 | 4116,6 | 6,4 |
| скин-фактор -2 | 3252,4 | | | |

Наиболее близкий результат к скин-фактору -2 (по месторождениям-аналогам) показал вариант с закачкой концентрации кислоты 15% и объемом закачки 4,1 м³/пог. м длины ГС.

Моделирование МГРП

Из рассмотренных месторождений достаточный для статистического анализа объем операций гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) имеется только по одному месторождению (9 скв.). По остальным месторождениям-аналогам единичные ГРП по технологическим причинам работы не были выполнены в полном объеме, что не позволяет сделать вывод об их эффективности. Прирост дебита нефти после ГРП составил от 6,1 до 51,7 т/сут, среднее значение – 25,2 т/сут. Рост обводненности по скважинам составил до 16%. Дополнительная добыча на 01.03.2020 г. составила 52,4 тыс. т. Продолжительность эффекта от ГРП составляет более 2 лет, по 8 из 9 скв. эффект продолжается. По проведенным ГРП средняя оценка полудлины трещины составляет 93 м, ширина трещины – 3,2 мм. Средняя оценка безразмерной проводимости составляет 1 ед. Для обеспечения полудлины трещины около 100 м

объем закачки пропанта изменяется в диапазоне от 35 до 60 т.

В симуляторе Stars для задания трещин МГРП предлагается 2 способа: планарная система трещин и модель дискретных систем трещин (далее – DFN).

Согласно статистике МГРП на месторождениях-аналогах на секторной ГДМ по ГС 4_{прод} заданы трещины МГРП, полудлина трещины 100 м, ширина 3 мм, высота трещины 70 м, как среднее значение по анализу ГРП по аналогам. Оценка проницаемости пропанта получена с учётом средних оценок безразмерной проводимости FCD = 1: $K_f = K_{\text{матр}} \cdot X_f / w = 35 \cdot 100 / 0,003 = 1166667$ мД. Работа трещин ГРП моделировалась на протяжении трех лет после запуска скважин.

Модель планарных трещин моделируется путем изменения сетки до ячейки необходимых геометрических размеров (ширина, длина). Ограничением использования планарных трещин является задание направления трещины только по направлению расчетной сетки (по направлению I, J).

Модель DFN (сеть дискретных трещин) используется, чтобы смоделировать трещины как непосредственные ячейки.

Идет прямое соединение ячеек модели с трещинами. Задаются направления и формы трещин. Преимуществом модели DFN перед планарными трещинами является возможность учета произвольного направления трещины без привязки к ориентации

основной сетки ГДМ.

Как видно из рис. 1, уровни добычи нефти при использовании модели планарных систем трещин и модели DFN находятся на сопоставимом уровне.

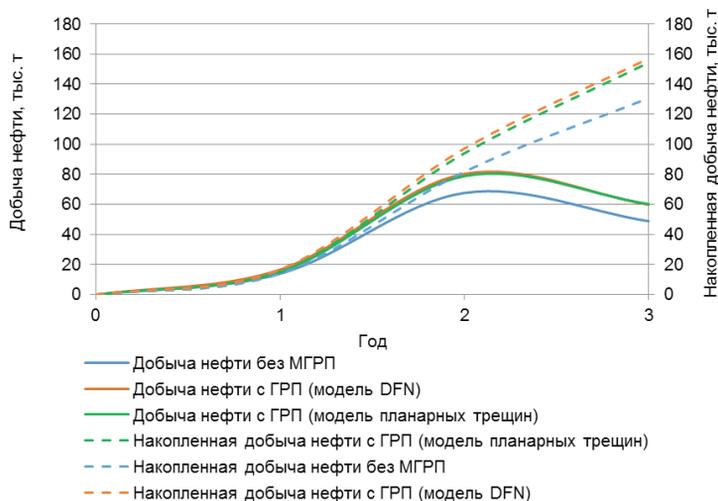


Рисунок 1. Динамика добычи нефти

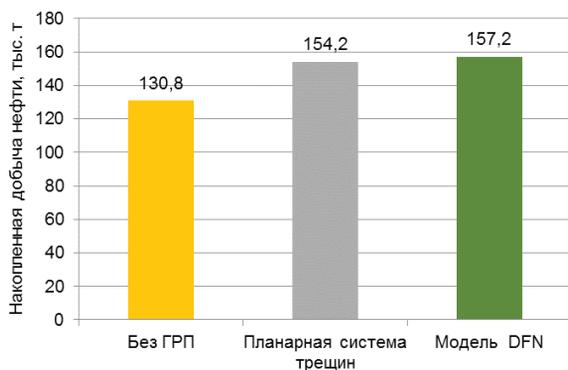


Рисунок 2. Накопленная добыча нефти

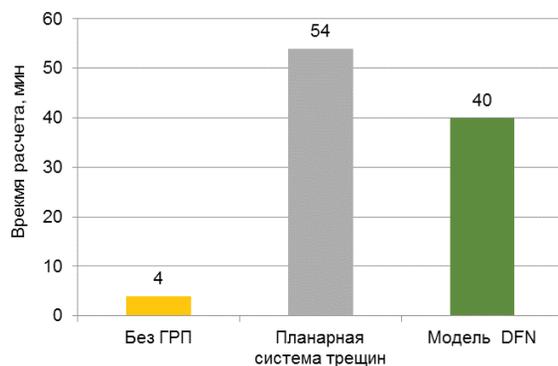


Рисунок 3. Время расчета

Выводы

Выполнен обзор инструментов моделирования СКО и МГРП в симуляторе Stars на примере проектной скважины. Выполнено моделирование СКО с использованием химических реакций композиционного моделирования и задания отрицательного скин-фактора на проектной скважине 4_{prod} . Получены уровни добычи, сопоставимые с добычей нефти на скважинах после проведения СКО месторождений-аналогов. Преимуществом композиционного моделирования является получение расчетным путем необходимого объема кислотного раствора.

Выполнено моделирование МГРП с использованием двух различных моделей трещин: планарной системы трещин и мо-

дели дискретных трещин. Получены сопоставимые уровни добычи. Время расчета также находится на сопоставимом уровне. Преимуществом модели DFN является возможность учета произвольного направления задания трещин по результатам дополнительных специализированных исследований.

Из рассмотренных методов интенсификации притока к скважине технологически наиболее эффективно применение МГРП. Прирост накопленной добычи нефти технологии МГРП по сравнению с СКО составляет 25 тыс. т за 3 года.

Рассмотренные технологии моделирования методов воздействия на призабойную зону ГС рекомендуется использовать при обосновании проектных решений.

Список использованной литературы

1. Computer Modeling Group Ltd. STARS, CMG: Version 2020 User's Guide. – Calgary, Alberta, Canada, 2020.
2. Фоломеев А.Е. Совершенствование технологии кислотного воздействия на высокотемпературные карбонатные коллекторы. Дисс. канд. техн. наук. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, 2020. // Folomeev A.E. Sovershenstvovanie tehnologii kislotnogo vozdejstviya na vysokotemperaturnye karbonatnye kolektory [Improving the technology of acid treatment of high-temperature carbonate reservoirs]. Kand. techn. nauk. diss – Ufmskii gosudarstvennyi neftjanoi tehniceskii universitet [The Ufa State Petroleum Technological University], Ufa, 2020.

ҰҢҒЫМАҒА АҒЫНДЫ КҮШЕЙТУ ӘДІСТЕРІН САНДЫҚ ҮЛГІЛЕУДІҢ ӘРТҮРЛІ ТӘСІЛДЕРІН САЛЫСТЫРУ

А.А. Терентьев, С.М. Дуркин, К.В. Пчела

«СамараНИПИнефть» ААҚ, Самара қ-сы, Ресей

Бұл жұмыста әр түрлі тәсілдерді қолдана отырып, ұңғымаға ағынды күшейту әдістерін сандық үлгілеу қарастырылады. Тұз қышқылының әсерін үлгілеу үшін ұңғыманың өнімділік коэффициентінің өзгеруіне негізделген тәсіл, және де гидродинамикалық үлгіде химиялық реакцияны қолдану тәсілі қолданылды. Игерудің технологиялық көрсеткіштерін сапалы болжаудың өлшемі қаралып отырған нысанның аналогы – кен орны ұңғымаларының бірі бойынша нақты деректері болды. Есептеулер нәтижесінде нақты кен орнының мысалында ұзын көлденең ұңғымалар жағдайында тұз қышқылын өңдеу процесін үлгілеудің әртүрлі тәсілдерімен қосымша мұнай өндірудің өсуі алынды. Ұзын көлденең ұңғымалар жағдайында скин-факторларының теріс мәндерін қолдану химиялық реакциялардың жүруімен композициялық үлгілеу тәсілімен салыстырғанда мұнай өндіруді бірнеше есе арттыратыны анықталды. Арнайы бағдарламалық жасақтама көмегімен айдалған қышқылдың көлемі мен концентрациясының сезгіштігіне талдау жүргізілді. Композициялық үлгілеу кезінде химиялық реакцияны ескеру нәтижесінде тұз қышқылын өңдеудің әсері тау жыныстарының құрамына, реакция жылдамдығына, концентрациясына және айдалған қышқылдың көлеміне байланысты болатындығы анықталды. Жер қабатын сумен көп сатылы ажырату планарлық жарылу жүйесінің құралы мен дискретті жарылу жүйесінің үлгісін қолдана отырып үлгіленді. Гидродинамикалық үлгіні есептеу нәтижелерінің жер қабатын сумен көп сатылы ажырату үлгілеудің осы әдістері арасында сәл сәйкессіздік анықталды.

Негізгі сөздер: ұңғымаларды тұз қышқылымен өңдеу, жер қабатын сумен көп сатылы ажырату, сандық үлгілеу, көлденең ұңғымалар, планарлық жарылу жүйесі, дискретті жарылу жүйесінің үлгісі.

COMPARISON OF VARIOUS APPROACHES IN NUMERICAL MODELING OF WELL STIMULATION METHODS

A.A. Terentiyev, S.M. Durkin, K.V. Pchela
“SamaNIPINeft” LLP, Samara city, Russia

This paper a numerical simulation of methods of intensification of flow to the well by using various approaches. To simulate the hydrochloric acid impact, an approach was applied based on changing the well productivity factor, as well as an approach that consisted of using a chemical reaction in a hydrodynamic model. The criteria for qualitative forecasting of technological development indicators was the actual data on one of the wells of the analogous field of the object. As a result of calculations on the example of a actual field in the conditions of extended horizontal wells, increments of additional oil production were obtained with applying various approaches of modeling the process of hydrochloric acid treatment. It was revealed that in the conditions of extended horizontal wells, the use of negative values of skin factors increases oil production by several times in comparison with the approach of compositional modeling with the occurrence of chemical reactions. Sensitivity analysis to the volume and concentration of the injected acid was carried out by using specialized software. It was concluded that as a result of the chemical reaction in compositional modeling, the effect of hydrochloric acid treatment significantly depends on the composition of the rock, the reaction rate, the concentration and volume of the injected acid. Multi-stage hydraulic fracturing was modeled by using a planar fracture system tool and discrete fracture system model. A slight discrepancy between the results of calculating the hydrodynamic model between these methods for modeling multi-stage hydraulic fracturing was identified.

Key words: hydrochloric acid treatment of wells, multi-stage hydraulic fracturing, numerical modeling, horizontal wells, planar fracture system, discrete fracture system model.

Информация об авторах

Терентьев Алексей Алексеевич – ведущий инженер отдела разработки месторождений высоковязкой нефти, terentevaa1@samnipi.rosneft.ru.

***Дуркин Сергей Михайлович** – главный эксперт по разработке, durkinsm@samnipi.rosneft.ru.

Пчела Константин Васильевич – главный менеджер проекта, pchelakv@samnipi.rosneft.ru.

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.64
МРНТИ 52.47.27

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ЕДИНИЧНЫХ СКВАЖИНАХ С РАЗДЕЛЯЮЩИМИ ХИМИЧЕСКИМИ ИНДИКАТОРАМИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ХОЛМОГОРСКОЕ

М.Ю. Бондарь, А.В. Осипов, А.А. Громан, И.Н. Кольцов,
Г.Ю. Щербаков, О.В. Чебышева

ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», г. Москва, Россия

Методы повышения нефтеотдачи в целом и ПАВ-полимерное заводнение в частности рассматриваются как третичные методы разработки зрелых нефтяных месторождений в Западной Сибири с потенциалом увеличения нефтеотдачи до 60–70% от начальных геологических запасов.

Для выбора эффективной смеси поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) и полимера для ПАВ-полимерного воздействия были проведены лабораторные испытания, в ходе которых были протестированы: термическая стабильность, фазовое поведение, межфазное натяжение и реология составов. Также были проведены фильтрационные эксперименты для оптимизации объемов закачиваемых оторочек и концентраций реагентов в них. На конечном этапе для оценки эффективности ПАВ-полимерного воздействия на двух скважинах Холмогорского месторождения были проведены тесты на единичных скважинах с разделяющимися химическими трассерами (SWCTT). Чтобы исследовать разные технические и экономические модели ПАВ-полимерного воздействия, SWCTT-тесты были проведены с одним и тем же ПАВ, но с разным дизайном. Результаты проведенных SWCTT-тестов показали, что остаточная нефтенасыщенность в зоне воздействия после закачки ПАВ-полимерного раствора снизилась примерно на 11% по сравнению с заводнением, что составляет примерно треть остаточной нефти после заводнения. Испытанное ПАВ показало приемлемую эффективность при неоптимальных температурных условиях, что благоприятно для применения выбранной ПАВ-полимерной композиции для соседних месторождений и пластов с различными пластовыми температурами, но схожим составом воды.

В целом, результаты проведенных полевых испытаний коррелируют с результатами основных лабораторных экспериментов для выбранного поверхностно-активного вещества.

Ключевые слова: ПАВ-полимерное заводнение, химические методы увеличения нефтеотдачи, остаточная нефтенасыщенность, трассерные исследования на единичных скважинах.

Введение

Холмогорское нефтяное месторождение, расположенное в Ханты-Мансийском автономном округе, было открыто в 1973 г. Нефтеносность связана с меловыми отложениями. Начальные запасы нефти составляют 232 млн т. Запасы относятся к Западно-Сибирской провинции. Оператором месторождения является нефтяная компания ПАО «Газпром нефть» (АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»). Целевой терригенный объект, находящийся на 4-ой фазе разработки, залегает на

глубине 2432 м. Тип залежи – пластово-сводовая, тип коллектора – терригенный. Средние значения геолого-физических свойств: пористость – 0,18, проницаемость – 35–70 10⁻³ мкм², коэффициент песчаности – 0,62 д. ед., температура пласта – 87°C, начальное пластовое давление – 25,3 МПа, вязкость нефти в пластовых условиях – 1,8 сП, начальная нефтенасыщенность – 0,60 д. ед., минерализация пластовой воды – 15–20 г/л. На месторождении присутствует развитая система

заводнения. Средняя обводненность продукции – 95,9%.

Работа над проектом по химическому заводнению началась в 2014 г. с детальной оценки различных технологий, включая фактическую экспертизу в совместных предприятиях, таких как, например, Salym Petroleum Development N.V. – компании, которая успешно реализовала пилотный проект по щелочно-ПАВ-полимерному воздействию на Западно-Салымском месторождении в 2017 г. [1]. В процессе скрининга методов увеличения нефти (далее – МУН, ХМУН) для Холмогорского месторождения было выбрано ПАВ-полимерное воздействие, чтобы снизить риски, связанные с солеотложениями и образованием стабильных эмульсий.

Ожидается, что эффект от ПАВ-полимерного воздействия на Холмогорском месторождении составит порядка 34,4 млн т дополнительной добычи нефти. Объем этих ресурсов – неподвижная нефть, остающаяся в пласте после достижения целевого коэффициента извлечения нефти при заводнении. Применение ПАВ-полимерного воздействия на действующих активах ПАО «Газпром нефть» может привести к увеличению добычи до 225 млн т [2].

В частности, для Холмогорского месторождения была завершена многоэтапная программа исследований и разработок по снижению рисков, начиная с лабораторных испытаний химических веществ и керновых исследований, завершенная SWCTT в конце 2020 г. с выбранной рецептурой и химическим дизайном.

Литературный обзор. Основы Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT)

Динс Х.А. [3] впервые сообщил об испытаниях на одиночной скважине с химическими трассерами в качестве метода измерения средней остаточной нефтенасыщенности в 1972 г. С тех пор тест был применен более чем в 200 проектах [4], включая несколько проектов в России, например, на Западно-Салымском месторождении [1].

Тест SWCTT позволяет измерять среднюю остаточную нефтенасыщенность в относительно большом объеме порового пространства. Как правило, глубина исследования составляет от 3 до 6 м от ствола скважины, которая должна находиться за

пределами области изменений, вызванных операциями бурения и заканчивания [4]. Забегая вперед, для Холмогорского месторождения было принято решение измерить остаточную нефтенасыщенность на расстоянии 5 м от забоя скважины.

Тест SWCTT основан на разделении между нефтью и водой подходящего нефтерастворимого и водорастворимого трассера. Этот раствор активного трассера закачивается вместе с дополнительными пассивными трассерами в пласт и вытесняется из ствола скважины последующей закачкой воды, которая может содержать дополнительные пассивные трассеры. Трассер растворяется в остаточной нефти и пластовой воде, и поскольку остаточная нефть неподвижна, трассер перемещается медленнее, чем вода, в которой он растворен. Затем скважину закрывают на определенный период, позволяя части трассера вступать в реакцию и образовывать новый, вторичный трассер, который обычно является продуктом реакции гидролиза. Этот вторичный трассер является пассивным трассером, который, следовательно, движется с той же скоростью, что и вода. В качестве разделяющегося трассера обычно используется этилацетат (далее – EtAc). Во время цикла добычи эти два трассера, EtAc и продукт гидролиза этанол (далее – EtOH), разделяются по времени выхода из-за их разной скорости. Результаты тестов в случаях с высокой остаточной нефтенасыщенностью (далее – Sor) показывают большее разделение, чем результаты тестов в случаях с низкой Sor. Это разделение определяется по профилям концентраций трассерных веществ в добываемой воде.

Кроме вышеупомянутых трассеров, к первичному трассеру дополнительно добавляется так называемый кавер-трассер, в качестве которого обычно используется n-пропиловый спирт (далее – NPA) или метанол. После этого закачивается вторая оторочка воды, чтобы протолкнуть первую порцию глубже в пласт. И, наконец, третий масс-балансовый трассер обычно отслеживает общий закачиваемый объем и тоже является пассивным. Изопропиловый спирт (далее – IPA) является примером типичного трассера материального баланса.

Для проведения SWCTT на Холмогорском месторождении в качестве активного трассера был выбран EtAc, в качестве кавер-трассера – NPA, в качестве трассера

масс-баланса – IPA. Последние два трассера были индикаторами точности теста и продолжительности выборки соответственно. Необходимо отметить, что эти трассеры использовались также для проведения теста и на Западно-Салымском месторождении [5].

На кинетику реакции этилацетата влияют несколько параметров, наиболее важными из которых являются пластовая температура в призабойной зоне пласта (далее – ПЗП) и температура закачиваемой воды [6, 7], её pH [7, 8] и минерализация, поскольку константа гидролиза и коэффициент разделения (Kd) зависят от температуры и pH.

Коэффициент разделения является важным параметром, который используется в общем уравнении для расчета остаточной нефтенасыщенности (Sor) (1):

$$Sor = \frac{(Q_{oil} - \delta)/(Q_{water} - \delta) - 1}{(Q_{oil} - \delta)/(Q_{water} - \delta) - 1 + Kd} \quad (1)$$

где Q_{oil} , Q_{water} – накопленные объемы жидкости с нефтерастворимым и водорастворимым индикаторами, Kd – коэффициент разделения, δ – объем жидкости в скважине.

SWCTT выполняется для определения как остаточной нефтенасыщенности после заводнения (далее – Sorw), так и остаточной нефтенасыщенности после применения ХМУН (далее – Sorc). Разница между Sorw и Sorc является параметром эффективности выбранного химического состава, поэтому SWCTT является экономичной и неотъемлемой частью методологии химического скрининга МУН перед пилотным проектом с несколькими скважинами или проектом коммерческого масштаба.

Проведение лабораторных работ, моделирование и подготовка к SWCTT

Перечень выполняемых работ в рамках SWCTT следующий:

- подготовка скважин и их исследования;
- разработка программы SWCTT;
- заводнение водой до стабильной остаточной нефтенасыщенности;
- закачка трассеров, выдержка скважины и пуск её в добычу для опреде-

ления остаточной нефтенасыщенности после заводнения (Sorw);

- доставка ПАВ и полимера на скважину;
- закачка ПАВ-полимерного раствора и его оттеснение вглубь ПЗП;
- закачка трассеров, выдержка скважины и пуск её в добычу для определения остаточной нефтенасыщенности после ПАВ-полимерного заводнения (Sorc)
- интерпретация результатов, определение эффективности ПАВ-полимерного воздействия ($\Delta Sor = Sorw - Sorc$).

Исходя из выбранной глубины исследования (5 м), были рассчитаны поровые объемы исследуемых зон для скв. 1 и 2, которые составили 145 и 105 м³ соответственно. На основании этого был определен дизайн закачки трассеров и химических реагентов для ПАВ-полимерного воздействия.

До проведения SWCTT было проведено гидродинамическое моделирование закачки ПАВ-полимерной композиции по запланированному дизайну. Для этого из полномасштабной гидродинамической модели (далее – ГДМ) Холмогорского месторождения был вырезан сектор, включивший скважины, на которых было запланировано проведение SWCTT. Поскольку в полномасштабной модели месторождения сетка скважин составляла 50 x 50 м, в районе исследуемых скважин модель была изменена до размеров 1 x 1 м (рис. 1).

ГДМ адаптировали к истории разработки, после чего на скважинах был полностью смоделирован дизайн SWCTT и рассчитан прирост коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) в зоне, охваченной воздействием ПАВ-полимерной композицией. В табл. 1 показаны начальные запасы нефти в модели в районе скважин, исследуемых с помощью SWCTT, а также запасы нефти в этой области после закачки воды и прокачки ПАВ-полимерной композиции.

Используя указанные запасы нефти, были рассчитаны КИН после заводнения и КИН после закачки ПАВ-полимерной композиции. Забегая вперед, отметим, что изменение КИН, полученное в модели, близко к его значениям, полученным в результате интерпретации фактически выполненного SWCTT для скв. 1 и 2.

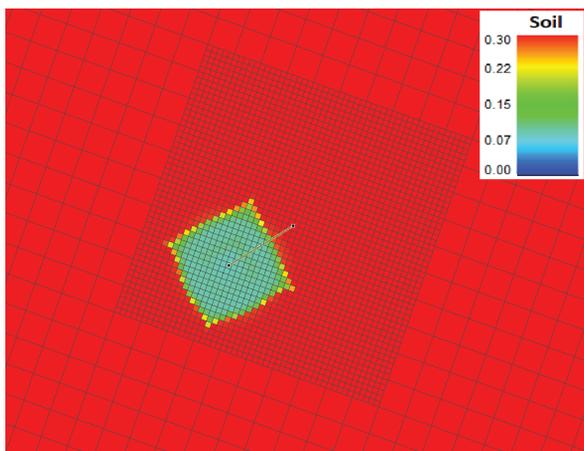


Рисунок 1. Нефтенасыщенность в ГДМ в районе скв. 2 после ПАВ-полимерного воздействия

Таблица 1. Расчет прироста КИН, получаемого при помощи гидродинамического моделирования

| Параметр | Скв. 1 | Скв. 2 |
|---|--------|--------|
| Начальные запасы нефти, м ³ | 187,7 | 236,4 |
| Запасы нефти после заводнения, м ³ | 89,1 | 114,5 |
| Запасы нефти после прокачки ПАВ+полимерной композиции, м ³ | 54,8 | 71,4 |
| КИН после заводнения, д. ед. | 0,525 | 0,516 |
| КИН после прокачки ПАВ+полимерной композиции, д. ед. | 0,708 | 0,698 |
| ΔКИН, д. ед. | 0,183 | 0,182 |



Рисунок 2. Фотографии испытаний SWCTT на Холмогорском месторождении

- а) емкости для приготовления трассеров;
- б) нагнетательный насос и целевая скважина, бочки с трассерами;
- в) образцы трассеров, канистры с поверхностно-активными веществами;
- г) две емкости с трассерами

Проведение SWCTT

Тесты SWCTT проводились в ноябре–декабре 2020 г. в суровых зимних условиях. Все оборудование было спроектировано для этого климата, и на протяжении всего цикла не возникало никаких рисков, связанных с охраной здоровья и труда, обеспечением безопасности и охраны окружающей среды. Фотографии на рис. 2 демонстрируют некоторые полевые аспекты тестирования.

На всех этапах специалисты проектной группы ХМУН контролировали процесс от подготовки и закачки трассеров до их обратной добычи и анализа.

Весь цикл работы по определению нефтенасыщенности состоял из четырех этапов. На первом этапе был закачан расчетный объем воды для промывки исследуемой зоны (5 м) до стабильной остаточной нефтенасыщенности. Вода закачивалась из существующей системы ППД через затрубное пространство скважины. Затем скважина была закрыта для пассивного нагрева с целью достижения более приемлемой температуры пласта как для трассеров, так и химических композиций для повышения нефтеотдачи пласта.

На втором этапе все трассеры – EtAc, NPA (кавер-индикатор для оценки качества исследования) и IPA (масс-баланс трассер для оценки продолжительности исследования) – были смешаны с водой и закачаны подрядчиком SWCTT через затрубное пространство скважины.

На третьем этапе для проведения химических реакций, ведущих к образованию EtOH, и перераспределения нефтерастворимого EtAc между нефтяной и водной фа-

зами скважина была остановлена на определенное время.

На четвертом этапе скважина была введена в эксплуатацию с отбором проб добываемой жидкости и последующим анализом в промысловой лаборатории, расположенной у куста скважины, на содержание всех трассеров. В течение всего периода SWCTT скважина постоянно находилась в режиме измерения на автоматической групповой замерной установке, расположенной на кусте скважины. После анализа обратно добытых трассеров был определен Sorw.

После этапов 1–4 в скважину был закачан ПАВ-полимерный коктейль для повышения нефтеотдачи. Закачка также проводилась через затрубное пространство. После закачки заданного объема ПАВ-полимерного коктейля последняя продавливалась в пласт водой из системы ППД. После этого в скважину снова были закачаны трассеры, произведена выдержка скважины и обратная добыча, как было описано выше, и определен Sorc (остаточная нефтенасыщенность после химического заводнения). Эта типичная последовательность работ была повторена для скв. 2.

Интерпретация полученных результатов SWCTT

В этой главе описываются анализ добычи трассеров и оценка построенных кривых для предварительного определения нефтенасыщенности.

В первой половине декабря все пробы из скв. 1 были проанализированы и нанесены на график (рис. 3).

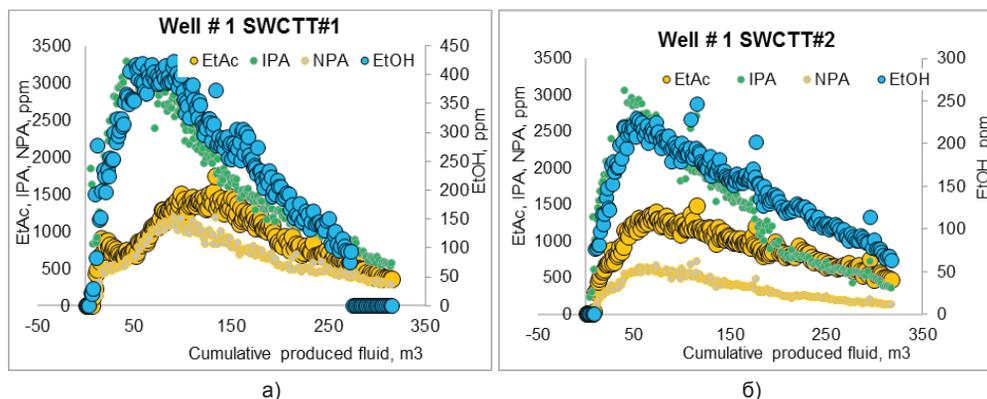


Рисунок 3. Динамика концентрации трассеров в продукции скв. 1
а) определение Sorw; б) определение Sorc

Для определения массы добытого масс-баланс-трассера использовалось уравнение:

$$M = \frac{1}{\delta} \sum_{i=1}^N (C_{i-1} \cdot q_w^{i-1} - C_i \cdot q_w^i) \cdot (t_i - t_{i-1}), i = 1, \dots, N \quad (2)$$

где C_i, q_w^i, t_i – концентрация трассера, объемный дебит скважины по жидкости, время в i -ый замер концентрации трассера, N – общее количество измерений концентрации трассера.

Таким образом, в скв. 1 накопленная добыча трассера масс-баланса достигла

значения 94,5% и 82,0% при определении Sor_w и Sor_c . Добыча NPA продемонстрировала хорошую сходимость с формой кривой EtAc, что позволяет считать, что SWCTT для скв. 1 был завершен с приемлемой точностью.

Удаление кривых IPA и NPA с графиков значительно упростит определение расчета требуемых параметров с использованием формулы (1). На самом деле, необходимы только кривые EtOH и EtAc (рис. 4), если масс-баланс и кавер-трассеры продемонстрировали приемлемую точность.

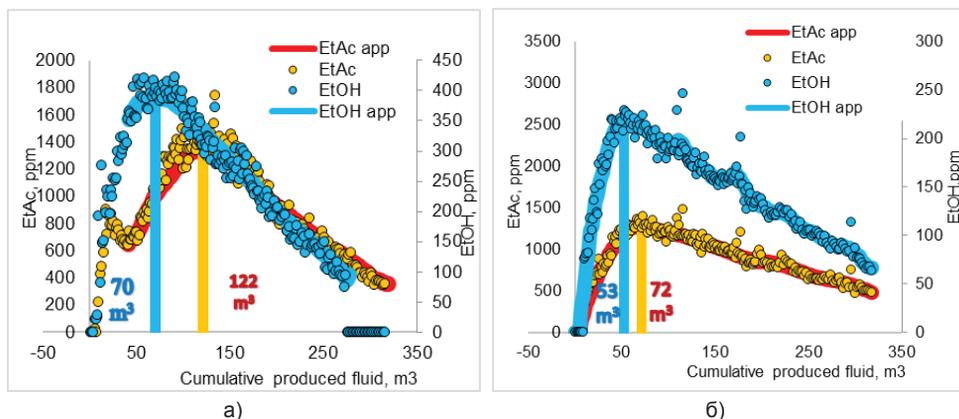


Рисунок 4. Динамика концентрации трассеров в продукции скв. 1

а) определение Sor_w ; б) определение Sor_c

Кривые концентрации этих трассеров были выделены на отдельных графиках и аппроксимированы в программном пакете OriginPro методом усреднения для минимизации влияния шума в исходных данных

на выбор точки абсолютного экстремума на кривых концентрации. Собрав все данные для скв. 1 и применив уравнение (1), можно рассчитать общие Sor_w , Sor_c и ΔSor (табл. 2).

Таблица 2. Интерпретация результатов SWCTT в скв. 1

| Параметр для скв. 1 | Определение Sor_w (после заводнения) | Определение Sor_c (после закачки ПАВ-полимера) |
|---------------------------|---|---|
| QEtAc, м ³ | 121,7 | 71,7 |
| QEtOH, м ³ | 70,1 | 53,0 |
| δ , м ³ | 11,5 | |
| Kd | 2,914 | 2,914 |
| Sor_w | 0,23 | |
| Sor_c | | 0,13 |
| ΔSor | 0,10 | |

Полученные результаты соответствуют мировой и местной практике в области химического увеличения нефтеотдачи.

Переходя к результатам следующего SWCTT для скв. 2, стоит отметить, что идея данного испытания заключалась в

применении ингибитора адсорбции для уменьшения потерь ПАВ и полимера. Как упоминалось выше, химический дизайн включал только 0,4 порового объема ПАВ-полимерной оторочки по сравнению с 0,8 порового объема для скв. 1.

Во второй половине декабря все пробы из скв. 2 были проанализированы и нанесены на график (рис. 5).

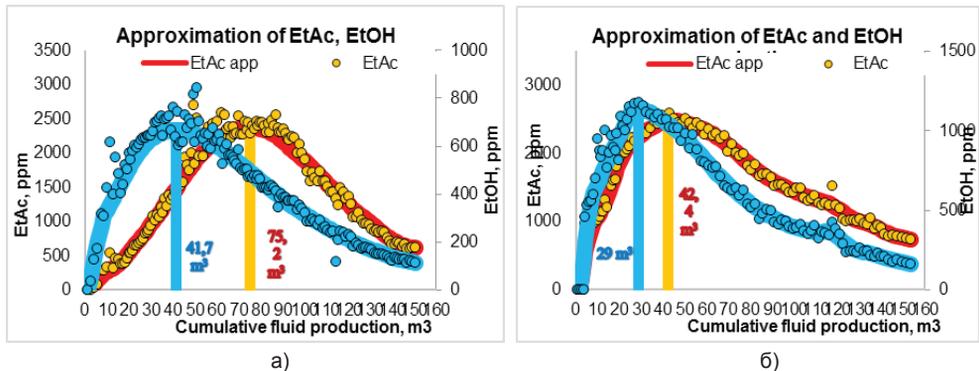


Рисунок 5. Динамика концентрации трассеров в продукции скв. 2

а) определение остаточной нефтенасыщенности после заводнения – Sorw;

б) определение остаточной нефтенасыщенности после ПАВ-полимерного воздействия – Sorc

Накопленная добыча трассера масс-баланса достигла значений 70 и 71% в исследованиях по определению Sorw и Sorc для скв. 2.

Как и для скв. 1, кривые концентрации этих индикаторов были выделены на

отдельных графиках и аппроксимированы в OriginPro методом усреднения по смежным точкам. Собрав все данные для скв. 2 (табл. 3) и применив уравнение (1), можно рассчитать общие Sorw, Sorc и ΔSor .

Таблица 3. Интерпретация результатов SWCTT в скв. 2

| Параметр для скв. 1 | Определение Sorw (после заводнения) | Определение Sorc (после закачки ПАВ-полимера) |
|---------------------|-------------------------------------|---|
| QEtAc, м³ | 75,2 | 43,3 |
| QEtOH, м³ | 41,7 | 29,0 |
| \bar{d} , м³ | 14,6 | 10 |
| Kd | 2,497 | 2,497 |
| Sorw | 0,33 | |
| Sorc | | 0,22 |
| ΔSor | 0,11 | |

С учетом доверительного интервала, предполагающего неопределенность в экстремуме, неопределенностей в температуре, внешнего дрейфа и точности аппроксимации, результаты серии SWCTT составляют Sorw = $0,23 \pm 0,03$, Sorc = $0,13 \pm 0,03$ и Sorw = $0,33 \pm 0,03$, Sorc = $0,22 \pm 0,01$ соответственно для скв. 1 и 2.

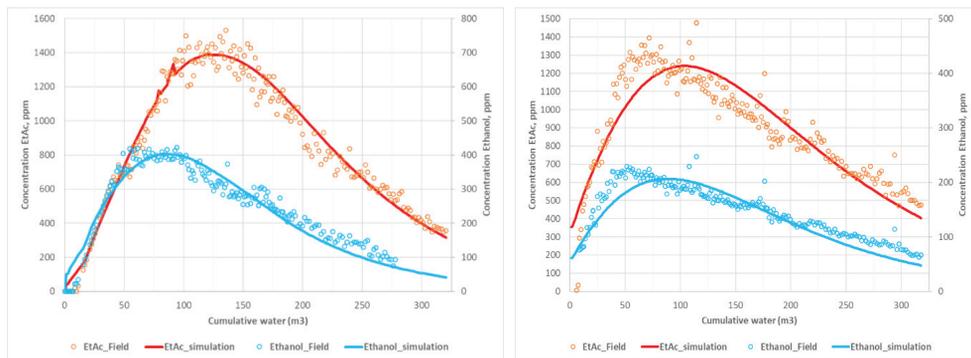
Моделирование SWCTT

Помимо аналитических методов определения Sor, также было задействовано гидродинамическое моделирование для интерпретации SWCTT. Для этого использовалась 2D радиальная ГДМ с одинаковым размером ячеек по горизонтали, равным 0,2 м. Количество слоев по вертикали составляло 10 ячеек размером 1,3 м каждая. Значения пористости, прони-

цаемости и песчаности для слоев были взяты из полномасштабной ГДМ. В целях упрощения моделирования температура пласта принималась неизменной. Варьируемыми переменными для воспроизведения динамики концентрации трассеров в добываемой продукции являлись коэффициенты дисперсии этанола и этилацетата, скорость реакции гидролиза этилацетата, нефтенасыщенность пласта. Из-за потерь в пласте трассеров и продавочной воды также варьировалось отношение их закаченных объемов к извлеченным. Поскольку концентрация трассеров в потоке была измерена, при моделировании она считалась неизменной. Также известным считался коэффициент распределения этилацетата.

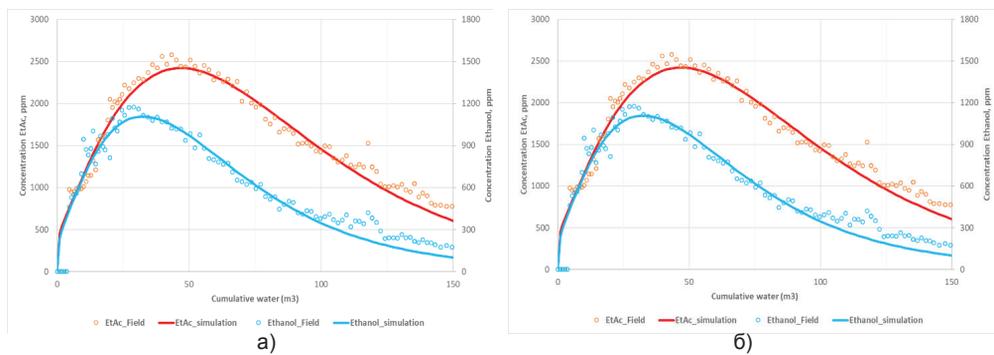
Результаты адаптации показаны на рис. 6 и в табл. 4. Как видно из табл. 4, несмотря на то, что абсолютные значения S_{or} , найденные с помощью гидродинамического моделирования, незначительно отличаются от абсолютных значений S_{or} , найденных аналитическим методом, уменьшение S_{or} от воздействия ПАВ+полимер одинаково для обоих методов ин-

терпретации. Также из табл. 4 видно, что скорость реакции гидролиза этилацетата проведения ХМУН меньше такой же скорости после ПАВ-полимерного воздействия. Это может быть обусловлено падением температуры вследствие охлаждения пласта и уменьшением pH из-за выделения кислоты в результате реакции гидролиза этилацетата [9].



а) б)
Рисунок 6. Интерпретация SWCTT для скв. 1

а) выход индикаторов для определения S_{orw} ;
б) выход индикаторов для определения S_{or}



а) б)
Рисунок 7. Интерпретация SWCTT для скв. 2

а) выход индикаторов для определения S_{orw} ;
б) выход индикаторов для определения S_{or}

Таблица 4. Параметры адаптации моделирования SWCTT

| Параметр адаптации | Скв. 1 | | Скв. 2 | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | S_{orw} | S_{orc} | S_{orw} | S_{orc} |
| Отношение извлеченного объема трассера к его закаченному объему, д. ед. | 0,87 | 0,81 | 0,69 | 0,67 |
| Скорость реакции разложения этилацетата, с ⁻¹ | 0,009 | 0,004 | 0,013 | 0,011 |
| Коэффициент дисперсии (EtAc) | 0,019 | 0,037 | 0,004 | 0,0145 |
| Коэффициент дисперсии (Ethanol) | 0,028 | 0,033 | 0,025 | 0,012 |
| Остаточная нефтенасыщенность, д. ед. | 0,21 | 0,11 | 0,31 | 0,195 |
| Уменьшение остаточной нефтенасыщенности, д. ед. | | 0,11 | | 0,12 |

Выводы

Разработка проекта ПАВ-полимерного заводнения на Холмогорском месторождении проходит согласно поэтапной методологии снижения рисков. Для подтверждения выводов от прделанных скрининговых и лабораторных исследований были проведены 2 теста на единичных скважинах (SWCTT).

Снижение остаточной нефтенасыщенности после ПАВ-полимерного воздействия относительно заводнения составляет 0,11 и 0,12 д. ед. соответственно для скв. 1 и 2, при этом прирост КИН составил около 18% для обеих скважин. Про-

веденные работы позволяют реализовать технически успешный проект, хотя для этого необходимы конкретные налоговые льготы и государственная поддержка, которые в настоящее время находятся в центре внимания проектной команды.

Выбранная композиция ПАВ продемонстрировала приемлемую эффективность, несмотря на неблагоприятные температурные условия, что позволяет сделать вывод о том, что при температуре пласта результаты могут быть выше. Для этого инициируются дополнительные исследования.

Список использованной литературы

1. Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., Podberezhy M., Rakitin A., Batenburg D.W., Parker A.R., de Kruijff S., Southwick J.G., de Reus J., van Pol E., Heyden F.H., Boels L., Wever D.A., Brewer M. Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field. – SPE-190382-MS, 2018.
2. Produced for the first time in Russia, Gazprom Neft synthesises 11 cutting-edge enhanced oil recovery surfactant agents. – Материалы сайта <https://ntc.gazprom-neft.com>, ноябрь, 2017.
3. Deans H.A. Using Chemical Tracers to Measure Fractional Flow and Saturation In-Situ. – SPE 7076, 1978.
4. Deans H.A., Mut A.D. Chemical Tracer Studies To Determine water Saturation at Prudhoe Bay. – SPE 28591, 1997.
5. Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C. Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part 2: The Design and Execution of an ASP Field Test. – SPE-129769, 2010.
6. Deans H.A., Parks Y.J., Tezduyar T.E. Thermal Effects on Single Well Chemical Tracer Test for Measuring Residual Oil Saturation. – SPE Formation Evaluation, 1991, 6(3), p. 401-408. DOI:10.2118/19683-PA.
7. Wolfenden R., Yuan Y. The “neutral” hydrolysis of simple carboxylic esters in water and the rate enhancements produced by acetylcholinesterase and other carboxylic acid esterases. – Journal of the American Chemical Society, 2011. 133(35), p. 13821-13823.
8. Wellington S. and Richardson E. Redesigned ester single-well tracer test that incorporates ph driven hydrolysis rate changes. – SPE Reservoir Eng., 1994, p. 233-239.
9. Jin L., Jamili A., and Harwell J.H., Shiao B.J., Roller C. Modelling and Interpretation of Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) for pre and post Chemical EOR in two High Salinity Reservoirs. – SPE-173618-MS, 2015.

ХОЛМОГОРСКОЕ КЕН ОРНЫНДАҒЫ ББЗ-ПОЛИМЕРЛІК ӘСЕРІНІҢ ТИМДІЛІГІН БАҒАЛАУ ҮШІН БӨЛЕТІН ХИМИЯЛЫҚ ИНДИКАТОРЛАРЫ БАР БІРЛІК ҰҢҒЫМАЛАРДА ТРАССЕРЛІК ЗЕРТТЕУЛЕР ЖҮРГІЗУ НӘТИЖЕЛЕРІ

М.Ю. Бондарь, А.В. Осипов, А.А. Громан, И.Н. Кольцов,
Г.Ю. Щербаков, О.В. Чебышева

«Газпромнефть – Технологиялық серіктестік» ААҚ, Мәскеу қ-сы, Ресей

Жалпы мұнай өндіруді арттыру әдістері және ББЗ-полимерлі су тасқыны, атап айтқанда, Батыс Сібірдегі жетілген мұнай кен орындарын игерудің үшінші әдісі ретінде қарастырылады, мұнай өндіруді бастапқы геологиялық қорлардың 60–70% дейін арттыру мүмкіндігі бар.

Беттік-белсенді заттардың (бұдан әрі – ББЗ) және ББЗ-полимерлі әсерге арналған полимердің тиімді қоспасын таңдау үшін зертханалық сынақтар жүргізілді, олардың барысында термиялық тұрақтылық, фазалық әрекет, фазалық керілу және құрамдардың реологиясы сыналды. Және де, айдалатын шектердің көлемін және олардағы реагенттердің концентрациясын оңтайландыру үшін сүзу эксперименттері жүргізілді. Соңғы кезеңде Холмогорское кен орнының екі ұңғымасында ББЗ-полимерлі әсердің тиімділігін бағалау үшін химиялық трассерлермен (SWCTT) бөлінген ұңғымаларда сынақтар жүргізілді. ББЗ-полимерлі әсердің әртүрлі техникалық және экономикалық модельдерін зерттеу үшін SWCTT тестілері бірдей ББЗ, бірақ әртүрлі дизайнмен жүргізілді. SWCT-тестілерінің нәтижелері ББЗ-полимерлі ерітіндіні айдағаннан кейін әсер ету аймағындағы мұнайдың қалдық қанығуы су басумен салыстырғанда шамамен 11% төмендегенін көрсетті, бұл су басудан кейінгі қалдық мұнайдың үштен бірін құрайды. Сыналған ББЗ оңтайлы емес температура жағдайында қолайлы тиімділікті көрсетті, бұл таңдалған ББЗ-полимерлі композицияны әр түрлі қабаттық температурасы бар, бірақ судың құрамы ұқсас көрші кен орындары мен қабаттарға қолдануға қолайлы.

Жалпы, далалық сынақтардың нәтижелері таңдалған беттік-белсенді зат үшін негізгі зертханалық эксперименттердің нәтижелерімен байланысты.

Негізгі сөздер: ББЗ-полимерлік су басу, мұнай беруді ұлғайтудың химиялық әдістері, мұнайдың қалдық қанығуы, бірлік ұңғымалардағы трассерлік зерттеулер.

THE RESULTS OF SINGLE WELL CHEMICAL TRACER TESTS TO ASSESS THE EFFECTIVENESS OF SURFACTANT-POLYMER EXPOSURE AT THE KHOLMOGORSKOYE FIELD

M.Y. Bondar, A.V. Osipov, A.A. Groman, I.N. Koltsov, G.Y. Scherbakov, O.V. Chebysheva
Gazpromneft-technological Partnerships LLC, Moscow, Russia

Methods of enhanced oil recovery in general and surfactant-polymer flooding in particular are considered as tertiary methods for the development of mature oil fields in Western Siberia, with the potential to increase oil recovery to 60-70% of the initial geological reserves.

To select an effective mixture of surfactants and polymer for surfactant-polymer flooding, laboratory tests were carried out in which the thermal stability, phase behaviour, interfacial tension and rheology of the formulations were tested. Filtration experiments were also carried out to optimize the volumes of injected fringes and the concentrations of reagents in them. At the final stage, single well chemical tracer tests (SWCTT) were carried out to assess the effectiveness of surfactant-polymer flooding on two wells of the Kholmogorskoye field. In order to investigate different technical and economic models of surfactant-polymer exposure, SWCTT tests were conducted with the same surfactant, but with a different design. The results of the SWCTT tests showed that the residual oil saturation in the affected area after injection of the surfactant-polymer solution decreased by about 11% compared to water flooding, which is about a third of the residual oil after flooding. The tested surfactant showed acceptable efficiency under suboptimal temperature conditions, which is favorable for the use of the selected surfactant-polymer composition for neighboring deposits and formations with different reservoir temperatures, but similar water composition.

In general, the results of the conducted field tests correlate with the results of the main laboratory experiments for the selected surfactant.

Key words: surfactant-polymer flooding, chemical enhanced oil recovery, residual oil saturation, Single Well Chemical Tracer Test.

Информация об авторах

Бондарь Михаил Юрьевич, – руководитель направления,
bondar.myu@gazprom-neft.ru.

***Осипов Андрей Валерьевич**, – руководитель направления,
osipov.ava@gazprom-neft.ru.

Громан Андрей Андреевич, – руководитель лаборатории,
groman.aa@gazprom-neft.ru.

Кольцов Игорь Николаевич – эксперт, *koltsov.in@gazprom-neft.ru.*

Щербаков Георгий Юрьевич, – руководитель направления,
shcherbakov.gyu@gazprom-neft.ru.

Чебышева Ольга Вадимовна, – директор программ,
chebysheva.ov@gazprom-neft.ru.

ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», г. Москва, Россия

*Автор, ответственный за переписку

Требования к статьям научно-технического и производственного журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала.

Решение о публикации принимается Главным редактором и Редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные Главным редактором и Редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются Авторам без рассмотрения.

При сдаче рукописи в редколлегию Авторам рекомендуется указать 3 (трех) потенциальных рецензентов (с полным именем и электронным почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Работа направляется на отзыв членам Редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению Редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты (слепое рецензирование); на основании экспертных заключений Главный редактор и Редколлегия принимает решение о публикации: принятие к публикации в представленном виде, необходимость доработки или отклонение. В случае необходимости рукопись направляется Авторам на доработку по замечаниям рецензентов и редакции, после чего она повторно рецензируется, и редколлегия вновь решает вопрос о приемлемости рукописи для публикации. Переработанная рукопись должна быть возвращена в редакцию в течение недели после получения авторами отзывов, в противном случае рукопись рассматривается как вновь поступившая. Рукопись, получившая недостаточно высокие оценки при рецензировании, отклоняется как не соответствующая уровню или профилю публикаций журнала.

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность науч-

ного содержания работ. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Редколлегия принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (например, «Айтбаев.doc») на электронный адрес редакции vestnik@kmg.kz

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о происшедших изменениях.

Публикации рассматриваются при условии, что авторы не передали аналогичный материал (в оригинале или в переводе на другие языки или с других языков) в другой журнал(ы), что этот материал не был ранее опубликован и не будет направлен в печать в другое издание или не принят в печать в другом журнале. Если в ходе работы над рукописью выяснится, что аналогичный материал (возможно, под другим названием и с другим порядком авторов) направлен в другой журнал, статья немедленно возвращается авторам, о происшедшем сообщается в журнал, принявший к рассмотрению этот материал.

2. Требования к статьям

Статья включает в себя индекс УДК, название и текст статьи, резюме, ключевые слова, список литературы, рисунки, таблицы, сведения об авторах. Все страницы рукописи, в том числе таблицы, рисунки следует пронумеровать. Кроме того, каждый рисунок должен быть оформлен в виде отдельного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы и объемные таблицы в формате excel и др. Файлы рисунков и таблиц обозначаются по фамилии первого автора с указанием номера рисунка или таблицы (Айтбаев_рис1, Айтбаев_табл2). Также отдельным фай-

лом присылается информация об авторах. Все материалы вносятся в одну папку с названием по фамилии первого автора и архивируются с помощью стандартных архиваторов WinRAR.

Представленные для опубликования материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Статья должна содержать результаты оригинальных научных исследований по актуальным проблемам нефтегазовой отрасли, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Статья сопровождается разрешением на опубликование от учреждения, в котором выполнено исследование. В разрешении указывается отсутствие информации по объектам прав интеллектуальной собственности (в том числе авторских прав, прав на изобретение, полезную модель, промышленный образец, прав на защиту нераскрытой информации от незаконного использования и иных прав), и материалы статьи не влекут нарушения прав интеллектуальной собственности иных лиц.

2. Заголовок статьи должен быть коротким и информативным, по возможности без аббревиатур, особенно если они относятся к узкой тематике. Печатается заголовок прописными буквами шрифтом Arial, 14, полужирный, посередине строки, без отступа, межстрочный интервал – 1,15. Перед заголовком пишется класс универсальной десятичной классификации (УДК) для того, чтобы систематизировать узкое направление статьи.

3. Аннотация на языке статьи приводится в начале статьи перед основным текстом и печатается шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15. Она отражает цель работы, метод или методологию проведения работы, результаты работы, область применения результатов, выводы (объем аннотации не более 300 слов). Перевод аннотации и ключевых слов на английском и казахском языке (в случае статьи на русском языке, если статья на казахском, то перевод аннотации на русском и английском языках) пишется после списка использованной литературы.

4. Ключевые слова – пишутся на одной строке, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial,

размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15.

5. Нумерация рисунков и таблиц должна быть последовательной. Таблицы и рисунки не должны быть вырезаны из других материалов. Названия должны быть краткими, но информативными, печатаются шрифтом Arial, размер 12, полужирный, выравнивание – посередине без отступа, межстрочный интервал – 1. Название таблицы пишется сверху таблицы, а название рисунка пишется под рисунком, после названия точка не ставится.

6. Размер шрифта Arial рисунков и таблиц – от 8 до 12. Не использовать в столбцах и строках одинаковую информацию. Лучше вынести ее в преамбулу таблицы или в послетабличную запись, используя шрифт Arial, размер 10.

7. Информация на рисунках должна быть читаемой. При использовании обозначений в подрисунковой/подтабличной надписи дается расшифровка условных обозначений, используя шрифт Arial, размер 12, курсив, межстрочный интервал – 1.

8. Основной текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение, список использованной литературы. Печатается шрифтом Arial, размер 12, через 1,15 компьютерного интервала, между словами – 1 пробел, абзац (отступ) – 1,25 см, поля – верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см.

9. Размер статьи – не более 10 стр. (статьи обзорного характера – 15–20 стр.). Рисунков, а также и таблиц, должно быть не более 10 ед. Упоминания в тексте рисунков и таблиц следует оформлять так же, как и текст (шрифт Arial, размер 12), используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

10. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

11. Список литературы должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте и которые приводятся в порядке упоминания в тексте. Список не должен превышать более 20 пунктов, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке

один раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление публикаций проводится по ГОСТу 7.1-2003.

Оформление статей в периодических журналах:

Фамилия, инициалы авторов, название статьи (без кавычек). – Название журнала (без кавычек), место издания (может быть название издательства), год, номер, страницы.

Оформление монографий:

Фамилия, инициалы авторов, название монографии. – Издательство и место издания, год, общий объем, страницы цитаты.

12. После списка литературы приводятся Название статьи, авторы, резюме и

ключевые слова сначала на казахском, потом на английском (это в случае если сама статья подготовлена на русском языке). Оформление данного материала проводится также, как представлены эти компоненты статьи на основном языке.

13. После этого приводится краткая информация об авторах, включающая ученую степень, звание, должность и организацию, электронную почту. Если авторы статьи работают в одной организации, ее название пишется после всех авторов.

14. В отдельном файле, обозначенном (например, «Айтбаев_сведения об авторах») приводится более подробная информация, в частности, в обязательном порядке полный почтовый адрес и телефоны всех авторов, а также указание, кто будет вести переписку и отвечать на вопросы редакции.

**Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»**

| Ф.И.О. | Должность, звание, степень |
|---------------------------------------|---|
| Главный редактор | |
| Хасанов Бахытжан Кенесович | Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг» |
| Заместители главного редактора | |
| Карабалин Узакбай Сулейменович | Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК, докт. техн. наук |
| Огай Евгений Кипониевич | Главный технический советник Генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук |
| Члены редколлегии | |
| Ибрашев Кенжебек Ниязович | Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», канд. техн. наук |
| Куандыков Балтабек Муханович | Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.-мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов (г. Алматы, Казахстан) |
| Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович | Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор |
| Утеев Рахим Нагангалиулы | Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. наук PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет» |
| Умралиев Бауржан Тажикенович | Эксперт службы технической оценки проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук |
| Мунара Аскар | Директор ТОО «КазНИГРИ», докт наук PhD по геологии |
| Сармурзина Раушан Гайсиевна | Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук |
| Нуртаева Гульнара Камидоллаевна | Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук |
| Пятибратов Петр Вадимович | Декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, директор Центра инновационного обучения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук |
| Исмаилов Фахреддин Саттарович | Докт. PhD в области технических наук, руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR) |
| Агзамов Фарит Акрамович | Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, докт. техн. наук |
| Абилхасимов Хаирлы Бабашевич | Докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК |
| Габдуллин Маратбек Тулебергенович | И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор |

Подписано в печать 30.06.2022 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Жарқын Ко»
010000, г. Нур-Султан, пр. Абая, 57/1.
Тел.: +7 (7172) 21-50-86.
www.zharkyn.kz

Республика Казахстан,
Z05HOB4, г. Нур-Султан,
БЦ Изумрудный квартал,
ул. Д. Кунаева 8, Блок «Б»
тел.: 8(7172) 579-746
e-mail: vestnik@kmg.kz
site: vestnik-ngo.kz