

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

№ 3 (4) 2020

Нур-Султан 2020

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

№ 3(4) 2020

Научно-практический журнал

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

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее –
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
Куандықов 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

Золотухин А.Б. докт. техн. наук
(Россия)

Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)

Исмаилов Ф.С., докт. наук PhD по
техн. наукам (Азербайджан)

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,
пр. Кабанбай Батыра, 17

Тел. +7-717-2-235-576

E-mail: vestnik@niikmg.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.
Нефть на больших глубинах3

Бегимбетов О.Б., Калиев Д.Т., Даулетов А.Б.
Перспективы неструктурных ловушек как потенциал при-
роста ресурсной базы и дополнительной добычи
углеводородов20

Свешников А.В., Касенов А.К.,
Жолдыбаева А.Т., Ибраев А.Е.
Выбор оптимальной плотности сетки скважин
в русловых песчаниках на примере
месторождения Узень35

Рогова Т.С., Ивина Ю.Э., Макашкин С.В.
Выбор оптимальной марки полимера на основе
комплекса лабораторных исследований
для реализации технологии полимерного
заводнения на месторождении Западной Сибири47

Бекбауов Б.Е, Темірқас М.М., Кучиков А.Г.
Разработка композиционного гидродинамического симу-
лятора процессов повышения нефтеотдачи
пластов химическими методами56

Исмаилов Г.Г., Искендеров Э.Х., Исмаилова Ф.Б.
Об осаднении балластов в смесях
несовместимых нефтей70

Б.К. Хасанов, А.В. Свешников, А.Е. Ибраев,
Б.А. Балуанов, У.Ж. Абдуллаев, З.У. Коптлеуова,
С.О. Чернов, Д.С. Мачехин
Стратегия бурения новых скважин
на месторождениях АО «Озенмунайгаз»80

Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т., Комлева
С.Ф., Кондрашев О.Ф.
Об аномальном поведении фильтратов
цементных растворов в тонких порах
и капиллярах88

Кулекеев Ж.А., Пак Е.А.
Фундаментальные причины выхода ExxonMobil
из индекса Доу-Джонса 31 августа 2020 года: уроки
и последствия для мирового нефтяного
рынка и Казахстана101

Требования к статьям научно-практического
журнала «Вестник нефтегазовой отрасли
Казахстана»112

УДК 553.98

НЕФТЬ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

К.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Независимо от направления развития и изменений в энергетическом секторе экономики мира будут опираться преимущественно на углеводородные ресурсы как минимум в ближайшие 20 лет и, весьма вероятно, и далее. Собственно, ресурсы углеводородов «в земле» в сравнении с потреблением являются практически неисчерпаемыми, поэтому вопрос стоит только в себестоимости добычи единицы их объема. По этой причине поиск новых коммерческих залежей, которые в течение длительного периода времени могли бы «выдержать» колебания цен, будет играть определяющую роль. При этом одним из самых перспективных направлений является поиск новых скоплений нефти и газа на сверхбольших, более 6000 м, глубинах.

Накопленные геологами в последнее время сведения позволяют говорить о высокой вероятности открытия рентабельных запасов, в т.ч. жидких углеводородов, в сверхглубоких горизонтах, ранее считавшихся бесперспективными из-за крайне неблагоприятных термобарических условий.

Промышленная нефтегазоносность различных осадочных комплексов в таких условиях установлена в более чем 70 бассейнах мира. Здесь встречены крупные и гигантские газовые, газоконденсатные, нефтяные и смешанные залежи, из которых более 1200 уже разрабатываются. За последние 10 лет наиболее значительного успеха добились в Мексиканском заливе (США, Мексика), бассейнах Тарим и Сычуань (Китай), Южно-Каспийском бассейне (Азербайджан, Россия и Казахстан), бассейне Сантос (Бразилия) и Арабском бассейне (Ближний Восток). В них было открыто более 120 залежей углеводородов, коммерческое значение большей части из которых ещё предстоит оценить.

Одним из наиболее перспективных регионов является Прикаспийский бассейн, изученность глубоких горизонтов которого невелика. Для лучшего понимания его особенностей на основе изучения аналогов была собрана статистика по 106 обломочным и 36 карбонатным залежам и рассмотрено 22 палеозойских бассейна. В данной работе с разной долей значимости и с применением элементов обработки алгоритмом искусственного интеллекта (AI) учитывались данные из 15084 публикаций. Их интерактивное использование позволило выделить несколько вероятных аналогов Прикаспийского бассейна и обосновать исключительно высокую перспективность его сверхглубоких комплексов.

Многие исследователи выделяют 3 стратегических направления развития поисково-разведочных работ. К первому относятся новые глубокие комплексы в новых бассейнах, второе направление связано с новыми комплексами в уже известных нефтегазоносных бассейнах, к последнему, третьему, типу относятся открытия в уже известных продуктивных разрезах ранее опоскованных бассейнов. Прикаспийский бассейн в той или иной степени соответствует всем трем группам, но, преимущественно, второй и третьей. Основной интерес здесь представляют хорошо изученные на периферии и быстро погружающиеся в направлении центра бассейна, главным образом, девонские отложения, а также практически неизученные к настоящему моменту нижнепалеозойские горизонты.

Данная статья открывает серию публикаций, посвященных теме поиска и освоения залежей углеводородов на больших глубинах.

Ключевые слова: Прикаспийский бассейн, бассейны Тарим и Сычуань, бассейн Сантос, температуры и давления сверхглубоких разрезов, сверхглубокие залежи углеводородов, глубоководные турбидитные комплексы, «газовое окно», разрезы со смешанной («двойной» терригенно-карбонатной) седиментацией

АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА СВЕРХГЛУБОКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Введение

Начиная примерно с конца 2014 г., нефте- и газодобывающий сектор попал в «идеальный шторм» сочетания целого ряда неудачных факторов, неожиданно затянувшийся более чем на 6 лет. Продолжавшееся падение цен на сырье при возрастании стоимости разработки привело к ожидаемым сокращениям инвестиций в эту область, которая традиционно рассматривается большинством операторов как «статья расходов». Однако, несмотря на это, в ряде бассейнов были достигнуты впечатляющие результаты, а индустрия, в целом, ещё раз показала свою «устойчивость» [1]. Есть все основания полагать, что, несмотря на различные варианты переходного периода и частичного замещения углеводородных (далее – УВ) ресурсов другими источниками, необходимость в нефти и газе сохранится до 2050 г. и далее.

Даже при консервативном (минимальном) сценарии к концу 2030 г. введенные в разработку месторождения с доказанными запасами смогут обеспечить не более половины потребности рынка. Среднегодовой спад добычи при отсутствии ввода в эксплуатацию новых объектов к началу 2020 г. оценивался специалистами в области энергетической политики для гигантских нефтяных месторождений мира в ~6,5%, а в отношении средневзвешенной добычи - в 5,5% [2, 3].

Начиная с кризиса 2014–2015 гг., основные сокращения бюджета добывающих компаний были связаны с уменьшением расходов на разведку новых залежей (по некоторым из них сокращалось до 70% от начально запланированных значений). При этом одним из обоснований компании считали достаточные объемы уже разведанных ресурсов. Для восполнения своих активов достаточно бывает купить одну из более мелких компаний и её запасы (или объединиться)¹. Последними примерами таких «объединений» являются сделки Occidental Petroleum – Anadarko (57 млрд долл. США) и Chevron – Noble Energy (около 15 млрд долл. США) [4, 5]. Первая покупка оказалась катастрофически убыточной, а изначально инициировавшая её корпорация Шелвон получила 1 млрд

долл. США за разрыв предварительного соглашения, для оценки результатов второй понадобится некоторое время, однако даже с учетом затяжного эффекта «пандемии» цена только за «работающие» активы Нобл представляется исключительно низкой [3].

Практически повсеместно (Северная Америка, Европа, постсоветские государства, частично Южная Америка и Азия²) среди операторов и особенно их «кредиторов» разведка запасов УВ рассматривается как «произвольные» и необязательные затраты. Одновременно в средствах массовой информации доминируют мнения, что новые открытия продлевают эру так называемой «углеводородной зависимости». Принципиально другой точки зрения придерживаются китайские национальные компании (PetroChina и Sinopec), которые весьма эффективно выполняют обширную программу по опискованию новых коммерческих ресурсов, в т.ч. и на сверхглубоких объектах [6–10].

По нашему мнению, именно разведка новых залежей по-прежнему должна оставаться основным направлением развития крупных и средних добывающих компаний, т.к. способна обеспечить максимально эффективный прирост запасов и капитализации. Предпочтение должно отдаваться проектам с меньшими затратами и потенциально крупными объемами, дающими возможность для некоторого маневра в условиях нестабильности цен рынка УВ. Для формирования портфолио таких проектов потребуются развитая инфраструктура – в пределах бассейнов с уже доказанной промышленной нефтегазоносностью и предпочтительно на континентах или мелководном шельфе.

Согласно региональным обобщениям, к 2040 г. должно быть открыто запасов не менее 188,2 млрд барр. нефти и эквивалента, из которых более половины, вероятнее всего, придется на Южную Америку и Африку. Для этого понадобится не менее 7300 разведочных и оценочных скважин и до 320 млрд долл. США инвестиций [11].

Данная статья открывает серию публикаций, посвященных теме обнаруже-

1. Так называемые процессы поглощений – объединений «acquisition and merger», или M&A
2. За исключением Китая

ния и освоения залежей углеводородов, в т.ч. жидких, на глубинах, ранее считавшихся бесперспективными из-за крайне жестких термобарических условий. На-

копленные данные позволяют уверенно говорить о высокой вероятности открытия рентабельных запасов в т.н. сверхглубоких горизонтах.

Перспективы развития нефтегазового сектора и роль сверхглубоких залежей УВ

Применение современных научно-аналитических сервисов для обоснования оптимальных направлений разведки

В настоящее время большинство палеогеографических построений основываются на так называемом «принципе актуализма», который в 1830–1833 гг. был введен в геологию английским ученым Ч. Лайелем [12–14]. Отдельные элементы этого принципа встречаются в работах Г. Фюкселя, посвященных стратиграфии Тюрингии (1762 г.), и Джеймса Геттона, который, в своем труде «Теория Земли», сделал, вероятно, первое обобщение геологических знаний (1788 и 1795 гг.). [15]

Актуализм Лайеля носит характер униформизма, т.е. предполагает постоянство проявления геологических процессов в истории Земли в одних и тех же условиях: «Силы, ныне действующие как на земной поверхности, так и под нею, могут быть тождественны по роду и степени с теми, которые в отдаленные эпохи производили геологические изменения» [12]. Таким образом, предполагается, что все сходные геологические тела были сформированы в результате сходных палеогеографических обстановок и процессов [16]. Этот подход, имеющий ряд принципиальных ограничений, вполне успешно используется в практике современных геологоразведочных работ.

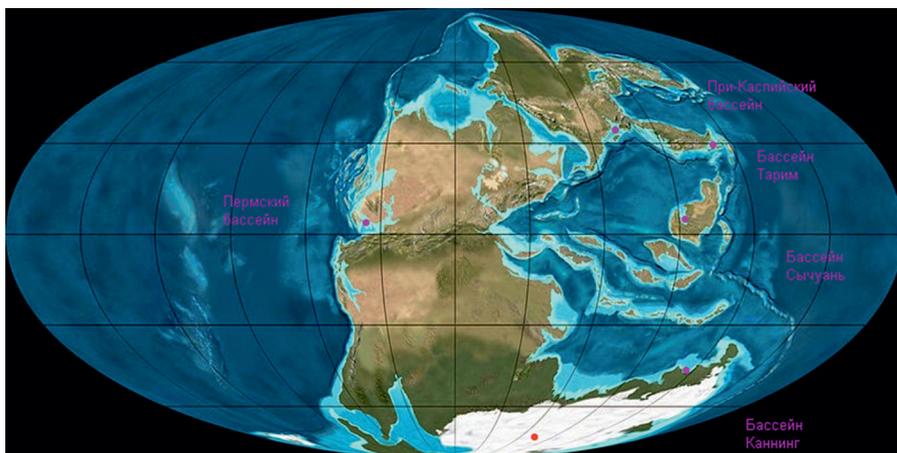
Признавая абсолютную правомочность теории литогенеза Страхова [17–18], в которой указываются принципиальные ограничения метода актуализма, мы полагаем, что данный подход можно успешно применить для прогноза развития осадков смешанной, «двойной» седиментации, глубоководных турбидитных комплексов и оценки связанных с ними перспектив нефтегазоносности верхнепалеозойских (преимущественно девонских и пермских) отложений Прикаспийской впадины в Казахстане и бассейна Каннинг на северо-западе Австралии. При этом за основную «точку отсчета» был принят расположенный на территории США, существенно более изученный Пермский бассейн. Метод аналогий был ограничен рассмотрением

примеров отложений сходных в тектоническом развитии бассейнов, стратиграфических интервалов и лито-фациальных комплексов.

Аналитическая обработка больших объемов геолого-геофизической и промысловой информации позволяет эффективно обобщить данные по намеченному объекту/группе объектов и обосновать статистические распределения наиболее важных параметров. Весьма хорошо себя зарекомендовали научно-аналитические сервисы компаний C&C Reservoirs (DAKS™) и Elsevier Solutions (Geologic data – Geofacets™). ДАКС (DAKS) [19–21] – база данных месторождений мира, позволяющая делать статистическую выборку для выявления вероятных аналогов и сравнивать более 420 различных характеристик УВ-систем. Геофасетс (Geofacets) – сервис, обеспечивающий высокоскоростной поиск по более чем 2 млн документов – научно-технических публикаций 15 международных издательств.

Их одновременное интерактивное использование позволило выделить несколько вероятных аналогов Прикаспийского бассейна и обосновать исключительно высокую перспективность его сверхглубоких комплексов (рис. 1). При этом была собрана статистика по 106 обломочным и 36 карбонатным залежам и рассмотрено 22 палеозойских бассейна. В предлагаемом Обзоре с разной долей значимости и с применением элементов обработки Искусственным Интеллектом (AI) учитывались данные из 15084 работ.

Анализ опубликованных результатов не позволил выявить каких-либо стратиграфических или лито-фациальных закономерностей нефтеносности сверхглубоких разрезов: промышленные скопления были обнаружены в кайнозойских, мезозойских и палеозойских комплексах (табл. 1). На представленных по первым 25 объектам выборка видно, что в первой десятке (экономическая значимость/перспективность) находятся, преимущественно, бассейны с уже доказанными сверхглубокими залежами нефти и газа (рис. 2 и 3).



Положение полюса на конец Золеденения (СЗ-Р1, 260 Ma), по Gamundi, 2010

Рисунок 1. Реконструкция палеоконтинентов к середине верхнепермского времени (259.1 Ma) (по Scotese, 2013, [22, 23]). Примерное положение бассейнов со смешанной седиментацией – вероятных аналогов Прикаспийской депрессии – и полюса на конец III этапа верхнепалеозойского оледенения (по Lopez-Gamundi, 2010, [24])

Таблица 1. Характеристика некоторых сверхглубоких разрезов нефтегазоносных бассейнов мира (данные IHS, 2012, [25])

| Бассейн | Коллектор | | | | | | | Нефтематеринская толща | |
|------------------------------------|-----------|----------------------|-------------|---------------|---------|---------------|---------|------------------------|-----------------------|
| | возраст | литология | глубина, км | пористость, % | АВПД*** | залежь (тип)* | флюид** | возраст | тип бассейна |
| Северная Америка | | | | | | | | | |
| Скалистые горы | J-K | обломочный известняк | 6200 | 5-15 | нет | с | г-к-н | K | Форланд |
| Анадарко | O1 | обломочный | 8100 | 4-15 | да | л-с | г | C | Форланд |
| Пермский | O-D | известняк | >6500 | >5 | нет | с-с | г-к | D | Краевой рифт – долина |
| Побережье Залива | J-E | песчаник | 7000 | 10-15 | да | с | г-н | J | Пассивная окраина |
| Калифорнийский | E | песчаник | >6000 | 31 | да | с | г | K | Форланд |
| Аляска | E | песчаник | 6500 | 28 | нет | с | Г | K-E | Пассивная окраина |
| Центральная и Южная Америка | | | | | | | | | |
| Маракайбо | K | известняк | 6000 | | да | с | н | E | Форланд |
| Санта-Крус Тариха | S-D | оолит известняк | 7200 | 4-15 | да | с | н-г | S-D | Форланд |
| Сурести | J-K | доломит | >6500 | 8-12 | да | л-с | н-г | J-K | Пассивная окраина |

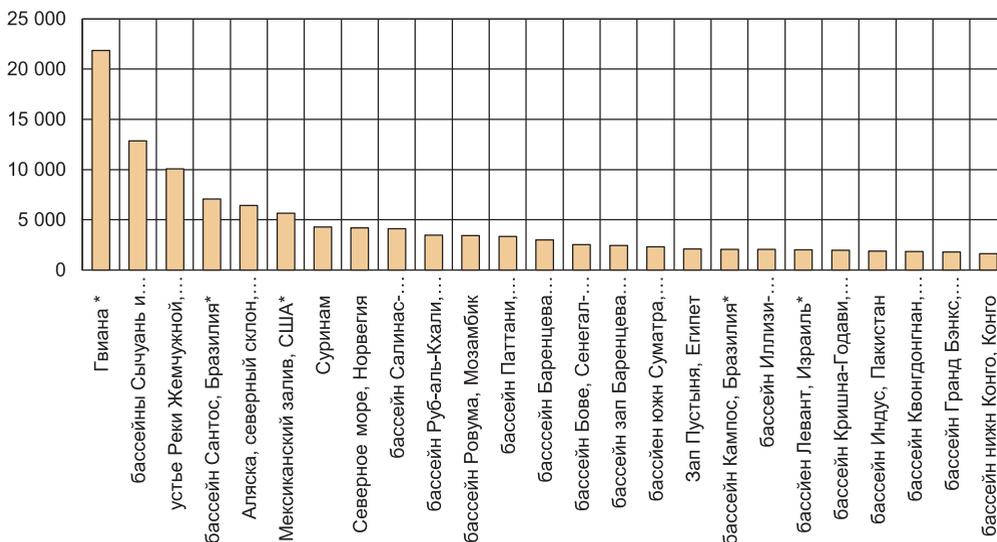
| Европа | | | | | | | | | |
|-------------------|-----|------------------------|--------|-------|-----|-----|-------|-----|------------------------|
| Долина По | Т | платформ известняк | 6300 | | да | с | г-н-к | T2 | Форланд |
| Аквитан | Е | известняк/обломочный | 8000 | | нет | с | г-н | К | Форланд |
| Средний Восток | | | | | | | | | |
| Оман | О | обломочный и известняк | 6000 | 5–10 | нет | с | г | P1 | Пассивная окраина |
| Африка | | | | | | | | | |
| Сирт | Е | обломочный | 7000 | | да | с | г | К-Е | Рифт-долина |
| Россия | | | | | | | | | |
| Аму-Дарья | J–K | известняк и песчаник | >10000 | 18–20 | нет | л-с | г-н | J | Депрессия, рифт-долина |
| Ферганская долина | К | углистые отложения | 7500 | | да | с | н | J-E | Предгорный прогиб |

* Тип залежи: с = структурный, с-л = структурно-литологический,

с-с = структурный с осложнениями;

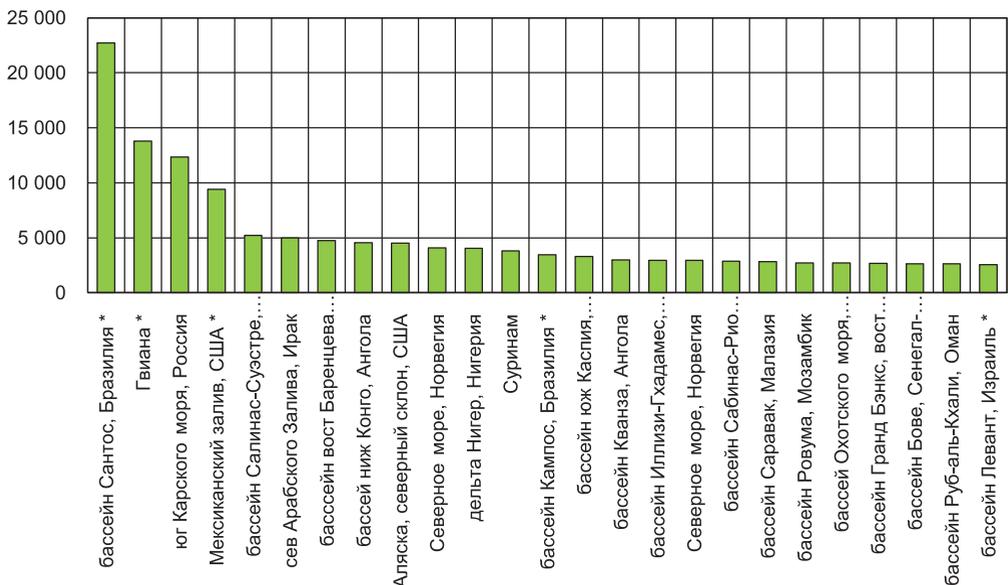
** Флюиды: г = газ, к = конденсат, н = нефть.

*** АВГД – аномальное пластовое давление.



*объекты с доказанной продуктивностью сверхглубоких коллекторов (по DAKS&Geofacets)

Рисунок 2. Распределение экономической значимости по 25 нефтегазоносным бассейнам мира, млрд долл. США (IHS, 2019 & Wood Mackenzie, 2020, [25–27])



*объекты с доказанной продуктивностью сверхглубоких коллекторов (по DAKS&Geofacets)

Рисунок 3. Распределение перспективных ресурсов, по 25 нефтегазоносным бассейнам мира, в млн барр. нефтяного эквивалента (IHS, 2019 & Wood Mackenzie, 2020, [25, 27])

Потенциал сверхглубоких разрезов трудно переоценить. За последние 10 лет наиболее значительного успеха добились в Мексиканском заливе (США, Мексика), бассейнах Тарим и Сычуань (Китай), Южно-Каспийском бассейне (Азербайджан, Россия и Казахстан), бассейне Сантос (Бразилия) и Арабском Бассейне (Ближний

Восток)¹. В них было открыто более 120 залежей углеводородов, коммерческое значение большей части из которых ещё предстоит освоить (табл. 2).

¹ Большая часть сверхглубоких залежей, не вошедших в первые 3 части данного Обзора, включены в приложение в виде справки

Таблица 2. Характеристика коллекторов некоторых сверхглубоких месторождений УВ (данные IHS, 2012 с дополнениями по Geofacest, [20, 21, 25])

| Название | Год | Характеристика коллектора* | | | | Запасы | |
|--|------|----------------------------|---------|------------|---------------|-------------------|--------------------------------|
| | | флюиды | глубина | пористость | проницаемость | нефть | газ |
| | | тип | м | % | мД | 10 ⁴ т | 10 ⁸ м ³ |
| Бассейн Сычуань, Китай | | | | | | | |
| Юань | 2007 | Газ, конд. | 7427 | 15,4 | | | 56,63 |
| Бассейн Анадарко (мини-бассейн Сагсби), США | | | | | | | |
| Миллз Франки | 2006 | Газ | 8083 | 22,3 | | | 112 |
| Глубоководье Мексиканского залива, Северная Америка | | | | | | | |
| Принцесса | 2000 | Нефть, газ | 9046 | 25 | | 1759,89 | 73,34 |
| K2 | 2004 | Нефть, газ | 7887 | 22 | 2000 | 1428,5 | 33,98 |
| Уано | 2000 | Нефть, газ, конд. | 7681 | 29 | 505 | 696,75 | 38,82 |

| | | | | | | | |
|--------------|------|-------------------|------|----|------|---------|--------|
| Плутон | 2000 | Нефть, газ, конд. | 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 |
| 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 |
| Фридом | 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 |

*максимальные значения

Ресурсы и экономическая значимость сверхглубоких залежей

Независимо от направления развития и изменений в энергетическом секторе, связанных с затяжным кризисом 2020 г., экономики мира будут опираться преимущественно на УВ ресурсы, вплоть до 2040 г., и весьма вероятно – далее [28]. Хотя доля нефти и газа в процентном отношении может снижаться с 53% (2017 г.) до 44% (к 2050 г.), их абсолютное потребление будет возрастать до 2030 г., а затем, возможно, выравниваться, в основном, из-за повышения эффективности использования. В этом смысле запасы углеводородов являются практически неисчерпаемыми, поскольку вопрос стоит только в себестоимости добычи единицы их объема. По этой причине поиск новых коммерческих залежей, которые в течение длительного периода времени могли бы «выдержать» колебания цен, будет играть критическую

роль [11]. При этом одним из самых перспективных направлений является поиск новых скоплений нефти и газа на сверхбольших, более 6000 м, глубинах, и в пределах участков с уже доказанными «работающими» УВ системами.

В аналитических обзорах специалисты Wood Mackenzie [27], провели сравнительный анализ распределения ресурсов и коммерческой значимости 218 различных продуктивных комплексов в 140 бассейнах мира. Согласно их экономическим моделям, рентабельность новых месторождений начинается со средней цены в 42–45 долл. США/барр. для проектов на континентах, и 52–57 долл. США/барр. для офшорных (морских) залежей. С учетом дополнительных рисков, связанных с наличием и развитием инфраструктуры, а также ликвидации или переориентации

объектов на поздней стадии, предпочтительнее выглядят области суши.

Промышленная нефтегазозносность различных осадочных комплексов в таких условиях установлена в более чем 70 бассейнах мира. Здесь встречены крупные и гигантские газовые, газоконденсатные, нефтяные и смешанные «фазово-гетерогенные» залежи [29–30], из которых более 1200 уже разрабатываются.

С точки зрения развития отдельной нефтегазовой компании, предпочтение должно отдаваться именно поискам собственных залежей, а не наращиванию ресурсов поглощениями или долевыми участиями в проектах с доказанной продуктивностью. В качестве исключительно неудачного «перекося» можно привести действия компании Нобл Энерджи, которая после 5 провальных, с точки зрения собственной разведки, лет (12 «пустых» и 2 непромышленных скважины) все усилила перебрисла на покупку операторов меньшего размера (Клейтон Уильямс и Розетта Ресурсес) и участие в сверхдорогих проектах с BP (Ньюфаундленд офшор) и Шелл (Колумбия офшор). Затянувшийся до 2020 г. кризис снизил её капитализацию, что позволило Шеврону легко поглотить¹ эту в прошлом перспективную компанию, в основном, для монетизации разработки Израильских газозносных гигантов (Тамар и Левиафан) и нефтяных объектов бассейна Денвер-Джулисбург (Ниобрара-Коделл), и частично Пермского бассейна (Дэлавэр).

Поглощение «объединением» или участие в уже существующих объектах (особенно своими наличными ресурсами) на практике оказывается значительно дороже, чем собственная разведка, хотя и выглядит предпочтительнее в первые несколько лет.

Председатель и главный аналитик Wood Mackenzie Саймон Флауэрс выделяет 3 стратегических направления развития поисково-разведочных работ [31]. К первому относятся новые комплексы в новых бассейнах, эти объекты характеризуются наибольшими рисками и, очевидно, расположены на границе спектра возможностей отдельной (частной) компании. В таких областях, скорее всего, отсутствует минимально необходимая инфраструктура и ограничены возможности сервиса. Здесь также наиболее вероятны связанные с отсутствием прецедентов лицензионных соглашений и налоговой политики, суще-

ственные политические риски. Ситуация может радикально меняться с первым же значительным открытием. Так, начиная с 2014 г., успехи Exxon Mobil в Гвиане, ЭНИ в Египте, ЭНИ-Тоталь на Кипре и альянса Карин-Космос-BP в Сенегале/Мавритании принципиально изменили ситуацию в этих районах.

Второе направление связано с новыми комплексами в уже известных нефтегазозносных бассейнах. Успехи, возможно, и не такие значительные по объемам, как в новых областях, часто оказываются максимально привлекательными с точки зрения инвестиций. В качестве примера можно привести «второе дыхание» Мексиканского залива (США), связанное с открытиями нефтяных залежей сверхглубоких разрезов верхнеюрского возраста (свита Норфлет)²: Аппоматтокс (2009 г.), Вискбург-А (2013 г.), и Баллимор (2017 г.). Эти месторождения содержат почти 2 млрд барр., и связаны преимущественно с золотыми коллекторами исключительно высокого качества. Другим примером могут служить открытия мелового возраста в свите Нанушук, на северном побережье Аляски, оцененные на конец 2018 г. более чем в 5 млрд долл. США.

К этому же типу относятся многочисленные открытия нефти и газа в сверхглубоких комплексах бассейнов Тарим и Сычуань в Китае, где сочетание исследовательских работ в геохимии, петрофизике, геологии и моделировании позволили открыть залежи жидких УВ, в районах (и условиях), традиционно считавшихся исключительно газозносными.

К последнему, третьему типу, относятся открытия в уже известных продуктивных разрезах ранее опоскованных бассейнов. Здесь даже небольшие по размеру залежи могут оказаться исключительно прибыльными.

Согласно анализу руководителя отдела исследований разведки, Wood Mackenzie, Эндру Латхема [31], в период с 2009 по 2016 гг. разведка новых залежей являлась убыточным процессом, потери от которого составили более 134,2 млрд долл. США. Компании существенно переоценивали свои риски, в т.ч. в расчетах на постоянный рост цен на сырье. Ситуация стала меняться, и в 2017–2018 гг. разведка дала прибыль около 15,1 млрд долл. США, при средней прибыльности из расчета 60 долл. США/барр. в 2018 г. – в 13,2 %.

1. «Покупка» была осуществлена обменом бумаг (акций) в отношении 0,1192
2. Более детально рассмотрены в последующих публикациях

Доля собственно сверхглубоких объектов в структуре доказанных запасов 2008–2018 гг. меняется непропорционально общим объемам нефти или газа (конденсата), что, вероятно, свидетельствует об их исключительной сложности (рис. 4). Однако дальнейшее наращивание экономически значимых ресурсов связывается преимущественно с объектами, расположенными на глубинах более 6000 м. Обобщение данных по 1477 сверхглубоким залежам мира показало, что чисто газовые залежи составляют в них до 42%, чисто нефтяные – только 7%, а смешанные – 51% [32]. Такая диспропорция может быть связана с неправомерностью применения традиционных методик поиска жидких УВ. Некоторые результаты геохимических исследований указывают на возможность существования нефтей при температурах

до 200°С и за пределами традиционного «газового окна» зрелости органики в 0,6–1,35% [33, 34]. Кроме того, фазовые состояния обнаруженных залежей оказываются нередко смешанными, с существенными долями конденсированных и адсорбированных компонент.

Сравнительно недавно перспективы сверхглубоких объектов в Китае были подтверждены находками нефтяных залежей на глубинах более 7000 м, на подъеме Тайбей в бассейне Тарим и в депрессии Джизхонг бассейна Бохай Бэй. В свите Джихиан (Туманная гора) из скважины Ньюдонг-1 (Niudong), с глубины 5639 м во время испытаний был получен смешанный приток с 56,3×103 м3 газа и 642,9 м3 нефти в сутки. Нефтепроявления на отметке 6027 м были также отмечены в скважине, расположенной на предгорном участке Восточного Китая [35].

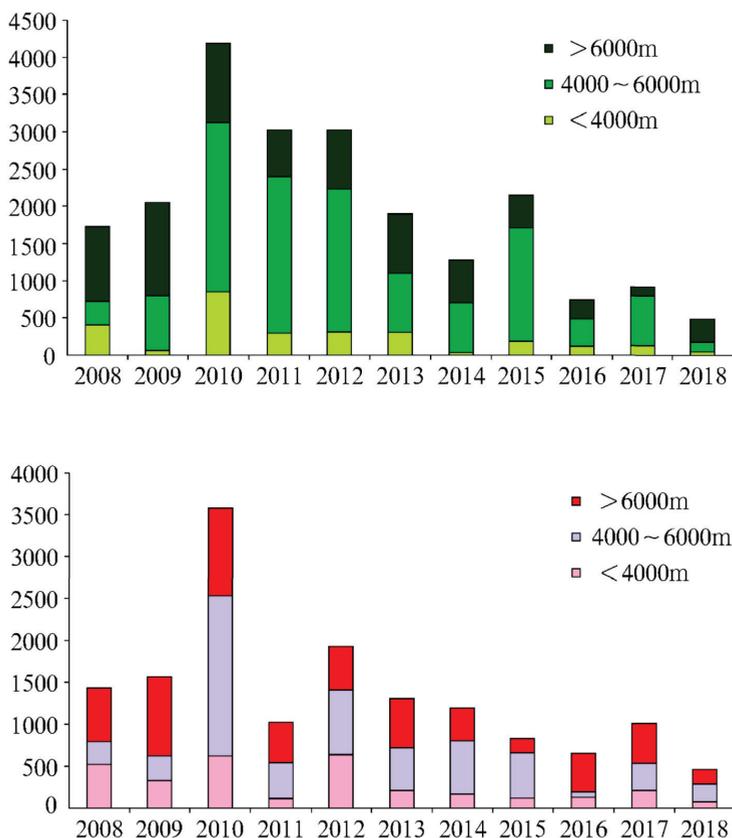


Рисунок 4. Распределение доказанных запасов УВ в мире по глубине: а) нефть в 10⁶ т; б) газ и конденсат в 10⁶ т нефтяного эквивалента (Yang, 2020)

Некоторые особенности строения выбранных объектов

Продолжительные ледниковые периоды верхнего палеозоя могли покрывать до 18% существовавшей в то время суши, вбирая в себя огромные объемы воды [24]. Снижение уровня Мирового океана приводило к эрозии и выравниванию обширных областей, в т.ч. и по краям палеозойских бассейнов. Последовавшее за тем таяние привело к высвобождению водяных масс, опреснению океана, региональным трансгрессиям и периодам высокого стояния. В отличие от тектонических подвижек отдельных блоков, эти события имели глобальный характер и были особенно заметны на выровненных краевых территориях палеобассейнов.

При этом для формирования разрезов со смешанной (терригенно-карбонатной) седиментацией были также необходимы сходные температурные условия (развитие рифовых комплексов) и наличие источника сноса грубообломочного материала, какими являлись, например, складчатый пояс Урала для Прикаспийской депрессии или горная область Матадор – для бассейна Мидланд.

Многие разрезы бассейнов верхнепалеозойского возраста хорошо укладываются в теоретическую модель смешанной седиментации, предложенную Ван Сикленом [34], которая применялась для прогноза развития определенных лито-фациальных комплексов [35]. Пример описания таких условий в современных обстановках осадконакопления приводится для Большого

Барьерного рифа в работе Харпера [36].

В модели описывается циклостратиграфическая последовательность событий, начинающаяся во время высокого стояния уровня моря с быстрого накопления карбонатов и эвапоритов на обширной вдольбереговой территории шельфа и одновременно формирования рифовых поясов и чистых карбонатных обломочных отелей на окраине (бровке), а маломощных карбонатных турбидитов – в донной части бассейна. При последующем падении и периодах низкого стояния уровня моря на шельфе формируются аллювиальные и золотые терригенные комплексы, которые переносятся по системам прорезанных в склоне долин в погруженные части, где перекладываются в виде мощных конусов выноса и различных насыпей (рис 5).

Большая часть карбонатных окраин образуются в форме вытянутых валов/скатов (gap), с уклонами менее или около 1°; или каемок/окраин (rim), уклон которых превышает 4°. Наиболее крутой формой окраин считают подводные клиффы. Формирование склонов шельфа определяется скоростью накопления карбонатного материала, которое выше к поверхности воды и снижается последовательно в глубину с падением фотосинтеза. Эти особенности приводят к постоянным переходам от скатов к окраинам, и по мере погружения бассейнов для поддержания окраин им часто не хватает карбонатного материала. Перенос обломочного (терригенного) ма-

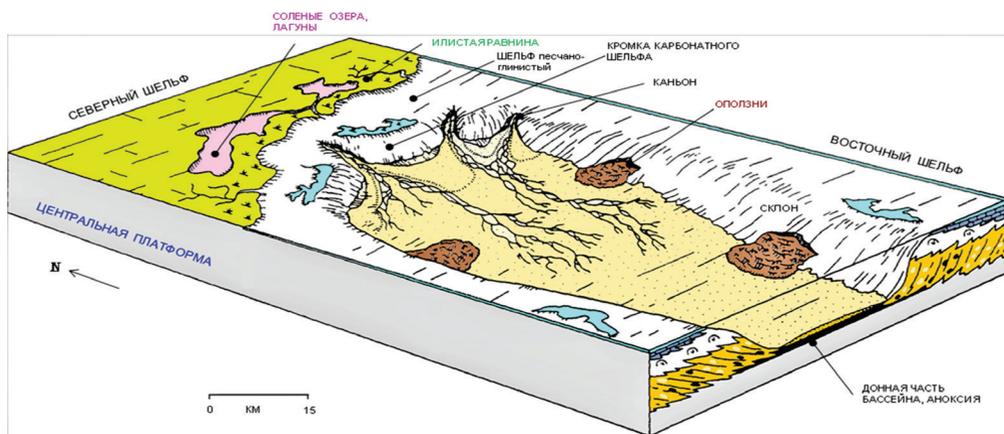


Рисунок 5. Модель смешанной (двойной) седиментации для отложений свит Спрабери и Диан в бассейне Мидланд, Леонардский ярус, 275 млн лет (по Handford, 1980, [39], и Van Siclen, 1958, [36], с изменениями)

териала достигает максимума в пределах склона во время падения и низкого стояния уровня моря и практически прекращается при его подъеме.

Формирование и сохранение коллекторов является ещё одной составляющей, отвечающей за успех разведки и требующей пристального анализа. В общем случае выделяют 3 группы факторов, связанных с формированием первичной пористости, её сохранением и развитием вторичной пористости. В рассматриваемых группах литофаций вторичные процессы чаще всего связаны с раство-

рением, доломитизацией и развитием различной трещиноватости.

Для терригенных пород сохранение первичных фильтрационно-емкостных свойств является ключевым. Так, например, в дельтовых отложениях средне-верхнего триаса, в месторождении Кешен-Дабей (рис. 6), на севере бассейна Тарим, расположенная на глубине 8000 м пачка песчаников характеризовалась межгранулярной пористостью в 5,7–7,9% [6]. В табл. 2 приводятся некоторые характеристики коллекторов сверхглубоких месторождений.

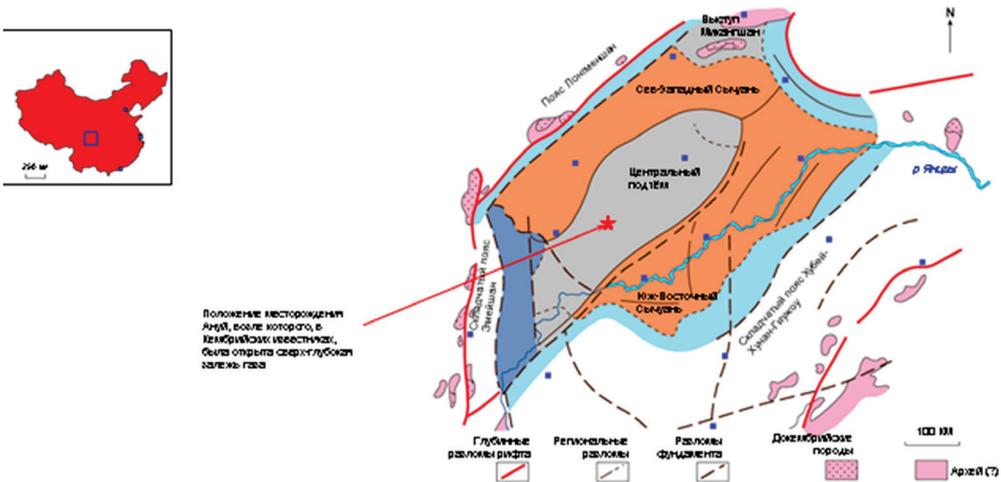


Рисунок 6. Бассейн Сычуань, центральный Китай (229,500 км²); основные структурно-тектонические элементы (Wu, 1985, [7])

Температуры и давления сверхглубоких разрезов

Помимо обычного возрастания этих параметров с глубиной, в сверхглубоких разрезах часто отмечается присутствие нескольких частично перекрывающих друг друга систем, которые затрудняют их прогноз и, главное, оценку зрелости органики и фазового состояния УВ. Общая тенденция возрастания температур при возрастании давлений искажается в случае присутствия солей.

Соль (галит) обладает повышенной теплопроводностью и играет роль «теплоотвода». Пониженные температуры, в свою очередь, сдвигают окно нефте- и газогенерации, повышая перспективы глубоко залегающих комплексов. В табл. 3 приводятся данные по ряду сверхглубоких продуктивных разрезов мира, образующих

логичный тренд. В общем случае пластовые температуры возрастают с увеличением давлений, однако присутствие солей (галита) меняет температурные градиенты – все точки сверхглубоких залежей из Мексиканского залива, расположенные выше тренда, связаны с низкими температурами, обусловленными этим эффектом (рис. 7).

Одним из наиболее значимых и противоречивых вопросов при описании формирования сверхглубоких УВ систем является собственно генерация углеводородов. В подавляющем большинстве случаев классическая теория переработки органического вещества не может дать адекватное объяснение всем фактам и, соответственно, сформировать обоснованный прогноз. В результате сложного набора и длитель-

Таблица 3. Пластовые давления и температуры сверхглубоких разрезов в нефтегазоносных бассейнах мира

| Бассейн | Месторождение / скважина | Дата | Забой, м | Температура, °С | Давление, МПа | флюиды |
|-------------------------|--------------------------|------|----------|-----------------|---------------|---|
| Анадарко | Берта Роджерс 1-27 | 1974 | 9583 | 246 | 171,33 | H ₂ S, газ и нефтепроявления |
| | Джеймс Хантон #1 | 1975 | 7451 | 150 | 82,39 | газ |
| | Раш Ледбеттер #1 | 1977 | 8091 | 163,3 | 89,49 | газ |
| | Дэвис Брайант #1 | 1976 | 7552 | 157,2 | 93,28 | газ |
| | Брайан Газ Юнит #1-22 | 1979 | 7514 | 138,3 | 83,08 | газ |
| | Онна Блэк #1 | 1981 | 7257 | 169,4 | 81,95 | газ, нефть |
| | Джей-Эф Даберри #3 | 1983 | 7967 | 161,1 | 84,35 | авария, ликвидирована |
| | Хайнес #1-84 | 1983 | 7207 | 129,4 | 79,69 | сухо |
| Долина По | Малосса -1 | 1973 | 5545 | 155 | 104,66 | газ, конденсат |
| | Виллафортуна -1 | 1984 | 6062 | 180,2 | 101,33 | газ, конденсат |
| | Трипати | 1987 | 6377 | 172,2 | 107,21 | газ, конденсат |
| | | 1987 | 5970 | 167,8 | 102,75 | газ, конденсат |
| Сантос | Лула | 2006 | 5250 | 70 | 56,88 | нефть и газ |
| Мексиканский залив | Таити (GC 640 #1) | 2002 | 8171 | 94,4 | 137,05 | нефть и газ |
| | Принцесса (MC 765 #3) | 2003 | 5607 | 87,22 | 71,77 | нефть и газ |
| | Тибр (KC-57) | 2014 | 9305 | 123,16 | 164,80 | нефть и газ |
| | Якорь (GC 807) | 2015 | 10295 | 118,89 | 180,43 | нефть и газ |
| | Аппоматокс (MC 392) | 2014 | 7601 | 159,83 | 121,86 | нефть и газ |
| | Кит (AC 772) | 2017 | 6717 | 98,89 | 71,00 | нефть и газ |
| | Каскад (WR 206) | 2013 | 8125 | 123,3 | 142,52 | нефть и газ |
| | Камни (WR 508) | 2005 | 8269 | 121,89 | 133,12 | нефть и газ |
| Тарим (Li Yang, 2020) | Тахи | | | 165 | 90,0 | нефть |
| | Шунбэй | | | 190 | 104,0 | |
| | Халахатанг | | | 170 | 104,0 | |
| | Шантаогол Балджи | | | 220 | 180,0 | |
| | Кукакраси-Дабей | | | 175 | 128,0 | |
| Сычуань (Li Yang, 2020) | Чуаншен 1 | | 8420 | 180 | 150,0 | газ |
| | Чуанки 1 | | 7560 | 166 | 130,0 | |
| | Янба | | | 160 | 147,0 | |
| | Ануйи | | | 161 | 78,0 | |
| | Пагуанг | | | 135 | 57,0 | |
| | Сланцевый Газ | | | 155 | 97,0 | |
| ДДВ (Лукин, 2014) | Шебелинка | 1956 | 6194 | 140 | 95 | газ, конденсат |
| Прикаспийский | Шурак - 1 | 2011 | 6569 | 120 | 110,3 | газопроявления |

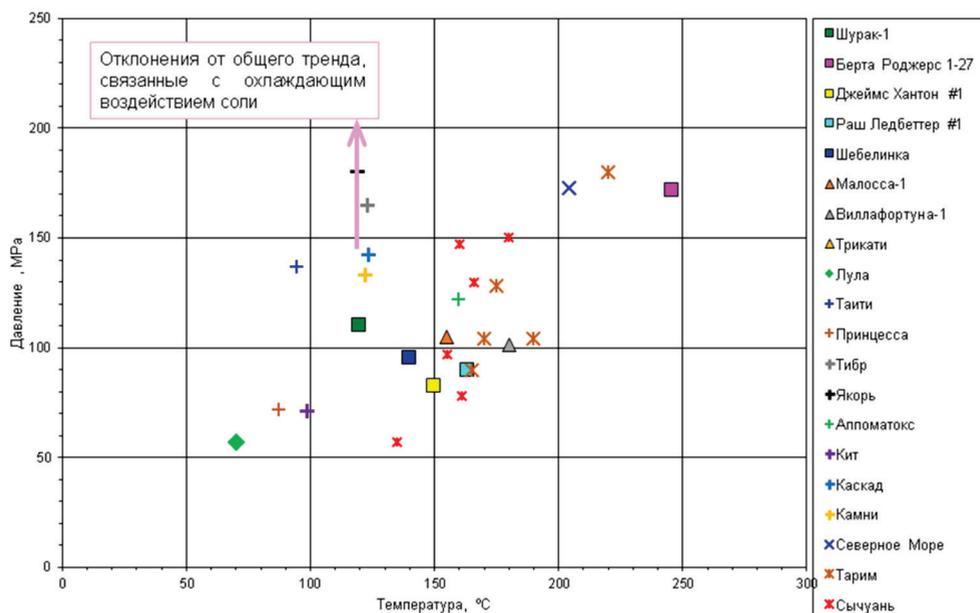


Рисунок 7. Распределение пластовых давлений и температур сверхглубоких разрезов различных бассейнов

Примечание: цифрами показаны абсолютные отметки коллекторов. Ряд месторождений Мексиканского залива характеризуются пониженными значениями температур (<130°C), которые обусловлены охлаждением пластов эвапоритовыми массами

ности различных геологических процессов большинство открытых залежей характеризуются многостадийностью, а нередко и вкладом нескольких источников УВ. Помимо 2 «стандартных» источников газа – переработки (разложения) сырой нефти и генерации из обогащенных органикой (гумусового типа) пород – весьма вероятно добавляется вклад мантийных газов.

Для сверхглубоких газоносных разрезов Китая одной из характерных особенностей состава является наличие H₂S – компонента, полученного в результате пиролиза соединений серы из кергена и нефтей, деятельности бактерий и микроорганизмов и термохимической (гидротермической) переработки – восстановления сульфатов. Добавление мантийных компонентов, таких как гелий, азот и углекислый газ, ещё больше усложняет состав УВ смеси и интерпретацию её миграции и происхождения.

Отдельной темой, требующей специальных исследований и анализа, является обоснование присутствия жидких УВ нефтяного ряда. Полученные сравнительно недавно результаты свидетельствуют о том, что в условиях больших глубин пониженные геотермальные градиенты

(влияние соляных масс) и АВГД являются ключевыми факторами, влияющими на формирование залежей УВ. Быстрое погружение и накопление осадочного материала, а также пониженные пластовые температуры позволяют замедлить переработку органики, и, следовательно, генерацию УВ.

В работах, связанных с геохимией нефтематеринских толщ бассейна Тарим, приводятся расчеты нижних теоретических границ существования жидких УВ, которые оцениваются в 210°C и 9000–10000 м [9, 10].

Сложное многостадийное развитие палеозойских бассейнов контролирует многочисленные фазы УВ генерации и вовлечение различных нефтематеринских толщ. Данные геохимии и газожидкостных включений в песчаниках сверхглубокой залежи месторождения Дабей (в бассейне передового прогиба Куква) позволили выделить по крайней мере 2 последовательные фазы генерации нефти и еще 1 – газа [8].

Таким образом, геологами уже накоплен значительный объем данных по всему миру, позволяющий однозначно утверждать высокую перспективность сверхглубоких (6000 м и более) горизонтов как

одного из основных источников пополнения ресурсной базы как в уже освоенных, так и новых и перспективных районах. Внимательное изучение накопленного опыта

позволяет существенно оптимизировать как поиски залежей в таких горизонтах, так и их освоение.

Список использованной литературы

1. Fracalossi F., Miles S., Latham A., Exploration future economics benchmarking. – Wood Mackenzie Asset Report, 2020.
2. Höök M., Hirsch R., Aleklett R. Giant oil field decline rates and their influence on world oil production. – Energy Policy, v. 37(6), 2009, p. 2262-2272.
3. Capital Market Outlo. – Merrill Lynch, Sept. 28, 2020.
4. Chevron to acquire Noble. – Press-release, Wood Mackenzie, July 2020.
5. Occidental to buy Anadarko. – Press-release, Wood Mackenzie, May 2019.
6. Wang Z.M. Formation mechanism and enrichment regularities of Kelasu subsalt deep large gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin. – Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2), pp. 153-166.
7. Wu M.D. Sichuan Basin. – Proceedings of Schlumberger Well Evaluation Conference, China, 1985, p. 31-36.
8. Mao Y.K., Zhong D.K., Neng Y., Zhang C.W., Liu Y.L., Wang A. et al. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbons accumulation of the Cretaceous reservoirs in Kuqa foreland thrust belt, Tarim Basin, Northwest China. – J China U Min Techno, 2015, 44 (6), p. 1033-1042.
9. Zhu G.Y., Yang H.J., Su J., He K., Han J.F., Gu L.J. True exploration potential of marine oils in the Tarim Basin. – Yanshi Xuebao, 2012, 28 (3), p. 1333-1347.
10. Zhu G. et al. Potential and favorable areas of petroleum exploration of ultra-deep marine strata more than 8000 m deep in the Tarim Basin, Northwest China. – J. of Natural Gas Geoscience, 2018, 3, p. 321-337.
11. The Future of Oil and Gas Exploration. – Seminar IHS Markit, 2020, February, 20.
12. Lyell C. Principles of Geology. 3 vols. – Murray, London. 1830–1833.
13. Лайель Ч. Основные начала геологии или новейшие изменения земли и её обитателей. Пер. с англ. – Изд. А. Глазунова, 1866. 462 с.
14. Принцип развития и историзма в геологии и палеобиологии. Сборник научн. трудов. – СО АН СССР, «Наука», Новосибирск, 1990, 339 с.
15. Hutton J. Theory of the Earth with proofs and illustrations. In four parts. – Edinburgh, 1795, Vol. I.
16. Архангельский А.Д. Верхнемеловые отложения востока Европейской России – Материалы для геологии России, 1912, т. 25, 631 с.
17. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Том 1. Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. – Изд. АН СССР, Москва, 1960, 231 с.
18. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Том 3. Закономерности состава и размещения аридных отложений. – Изд. АН СССР, Москва, 1962, 550 с.
- Digital Analogue Knowledge System. – Материалы сайта <https://www.cereservoirs.com/Geologic data – Geofacets TM.> – Материалы сайта
- Elsevier Solutions. – Материалы сайта <https://www.elsevier.com/en-gb/solutions/geofacets>
- Scotese C.R. Permo-Triassic Boundary (251 Ma). – PALEOMAP PaleoAtlas for ArcGIS, 2013, v. 4, Late Paleozoic.
- Scotese, C.R., Late Middle Permian (263.1, Capitanian). – PALEOMAP PaleoAtlas for ArcGIS, 2013, v. 4, Late Paleozoic.
- Lopez-Gamundi O., Buatois L. A. Late Paleozoic glacial events and postglacial transgressions in Gondwana. – Special Paper of the Geological Society of America, 2010, p.5-8.
- Energy Map Services. – Материалы сайта <https://energydataservices.ihenergy.com/portal/Home/#forward>
19. Simon Flowers How explorers can make money – three strategies. – Wood Mackenzie, 2019.
20. Southgate P.N., Kennard J.M., Jackson M.J., O'Brien P.E., Sexton M.J. Reciprocal lowstand clastic and highstand carbonate sedimentation, subsurface Devonian Reef Complex, Canning Basin, Western Australia. – Carbonate Sequence Stratigraphy: Recent Development and Applications. AAPG. Memoir AAPG, Tulsa, 1993. p. 157–179.

21. Лукин А.Е., Щукин Н.В., Лукина О.И., Пригарина Т.М. Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины – Геофизический журнал, 2011, т. 33., № 1, с.3-27.
22. Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. Геофизический журнал, 2014, т. 36, № 4, с.32-37.
23. Pang Xiongqi, Wang Wenyang, Wang Yingxun, Wu Luya. Comparison of otherness on hydrocarbon accumulation conditions and characteristics between deep and middle-shallow in petroliferous basins. – *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(10), p.1167-1187.
24. Xu Chunchun, Zou Weihong, Yang Yueming, Duan Yong, Shen Yang, Luo Bing, Ni Chao, Fu Xiaodong, Zhang Jianyong. Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China. – *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2018, Volume 3, Issue 1, p. 11-24.
25. Guo Xusheng, Dongfeng Hua, Yuping Li, Jinbao Duan, Xuefeng Zhang, Xiaojun Fan, Hua Duan, Wencheng Li. Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/Gas Exploration. – *Engineering*, 2019, 5, p. 458–470.
26. Du Jinhu, Xianzheng Zhao, Yiming Zhang, Ruifeng Zhang, Lanzhu Cao, Jianzhang Tian. Great discovery made in risk exploration of Niudong I well and its significance. – *China Pet. Explor.*, 2012, 1, p. 1-7
27. Van S., DeWitt C. Depositional Topography – Examples and Theory, *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol.*, 1958, v. 42, n. 8, p. 1897-1913.
28. Ahr, W. M. The carbonate ramp: An alternative to the shelf model. – *Gulf Coast Assoc*, 1973, v. 23, p. 221-225.
29. Harper B. B., Puga-Bernabéu A., Droxler A., et al.. Mixed Carbonate–Siliciclastic Sedimentation Along the Great Barrier Reef Upper Slope: A Challenge To the Reciprocal Sedimentation Model. – *Journal of Sedimentary Research*, 2015, 85(9), p. 1019-1036.
30. Handford C. R. Sedimentology and Genetic Stratigraphy of Dean and Spraberry Formations (Permian), Midland Basin, Texas. - *AAPG Bulletin*, 1981, 65 (9).

ТЕРЕҢДІКТЕГІ МҰНАЙ

Қ.О. Есқазиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Әлем экономикасының энергетика секторындағы даму бағыты мен өзгерістеріне қарамастан, ең аз дегенде таяудағы 20 жылда одан әрі де көмірсутегі ресурстары сұраныста болады. «Жердегі» көмірсутектердің ресурстары тұтынумен салыстырғанда іс жүзінде таусылмайтын ресурс болып табылады, сондықтан мәселе олардың көлем бірлігін өндірудің өзіндік құнында ғана тұр. Сол себепті ұзақ уақыт бойы бағаның өзгеруіне «төтеп бере» алатын жаңа коммерциялық кен орындарын іздеу шешуші рөл атқарады. Бұл ретте, ең перспективалы бағыттардың бірі-өте үлкен, 6000 м-ден астам тереңдікте мұнай мен газдың жаңа жиналған жерін іздеу.

Соңғы уақытта геологтар жинаған ақпарат өте қолайсыз термобариялық жағдайларға байланысты бұрын үмітсіз деп саналған өте терең горизонттардағы пайдалы қорларды, соның ішінде, сұйық көмірсутектерді ашудың жоғары ықтималдығы туралы айтуға мүмкіндік береді.

Мұндай жағдайларда әртүрлі шөгінді кешендерінің өнеркәсіптік мұнай-газдылығы өлемнің 70-тен астам бассейнінде белгіленген. Мұнда ірі және алып газ, газ конденсаты, мұнай және аралас кен орындары кездеседі, олардың 1200-ден астамы зерттеліп жатыр. Соңғы 10 жылда Мексика шығанағында (АҚШ, Мексика), Тарим және Сычуань бассейндерінде (Қытай), Оңтүстік Каспий бассейнінде (Әзірбайжан, Ресей және Қазақстан), Сантос бассейнінде (Бразилия) және араб бассейнінде (Таяу Шығыс) айтарлықтай жетістіктерге қол жеткізілді. Оларда 120-дан астам көмірсутек кен орындары ашылды, олардың көпшілігінің коммерциялық мәні әлі бағаланбады.

Ең перспективалы өңірлердің бірі-терең горизонттарның зерттелуі аз Каспий маңы бассейні болып табылады. Оның ерекшеліктерін жақсы түсіну үшін аналогтарды зерттеу негізінде 106 кесекті және 36 карбонатты кен орындары туралы статистика жиналып, 22 палеозой бассейні қарастырылды.

Бұл жұмыста маңыздылығы әртүрлі және жасанды интеллект (AI) алгоритмімен өңдеу элементтерін қолдана отырып, 15084 басылымның деректері ескерілді. Оларды интерактивті пайдалану Каспий маңы бассейнінің бірнеше ықтимал аналогтарын бөліп көрсетуге және оның аса терең кешендерінің ең жоғары перспективасын негіздеуге мүмкіндік берді.

Көптеген зерттеушілер іздеу және барлау жұмыстарын дамытудың 3 стратегиялық бағытын белгілейді. Біріншісіне жаңа бассейндердегі жаңа терең кешендер жатады, екінші бағыт бұрыннан белгілі мұнай-газ бассейндеріндегі жаңа кешендермен байланысты, ал соңғысына, үшінші типке бұрын қазылған бассейндердің белгілі өнімді учаскелеріндегі ашылулары жатады. Каспий маңы бассейні қандай да бір дәрежеде барлық үш топқа сәйкес келеді, бірақ негізінен екінші мен үшіншіге жақындау. Мұнда негізгі қызығушылық шеткері жерлерде жақсы зерттелген және бассейннің орталығына тез батып кететін, негізінен Девон шөгінділері, сондай-ақ, қазіргі уақытта зерттелмеген төменгі палеозой горизонттары.

Бұл мақала ең төмен тереңдіктегі көмірсутек кен орындарын іздеу және игеру тақырыбына арналған бірқатар жарияланымдарға жол ашады.

Түйін сөздер: Каспий маңы бассейні, Тарим және Сычуань бассейндері, Сантос бассейні, өте терең қималардың температурасы мен қысымы, көмірсутектердің аса терең шоғырлары, терең теңіз турбидиттік кешендері, «газ терезесі», аралас («Қос» терригенді-карбонатты) седиментациясы бар тіліктер.

DEEP OIL

K.O. Iskaziyeu, P.E. Syngayevski, S.F. Khafizov

Regardless of the direction of development and changes in the energy sector, the World's economies will rely primarily on natural resources for at least the next 20 years and very likely beyond. Actually, the resources of hydrocarbons «in place» in comparison with consumption are almost inexhaustible, so the question is only in the cost of production. For this reason, the exploration for new commercial fields that can «withstand» price volatility over a long period of time will play a critical role. At the same time, one of the most promising areas is the exploration of the new super-deep (more than 6000 m.) oil and gas accumulations.

The information presently accumulated by geologists allows a high probability of finding profitable reserves, including liquid hydrocarbons, in ultra-deep horizons that were previously considered non-perspective due to extremely adverse thermobaric conditions. Commercial oil and gas potential of various sedimentary formations in such conditions is established for more than 70 basins around the world. There are large and giant gas, gas condensate, oil and mixed «phase-heterogeneous» fields, of which more than 1,200 are already being developed. Over the past 10 years, the most significant success has been achieved in the Gulf of Mexico (USA, Mexico), the Tarim and Sichuan basins (China), the South Caspian basin (Azerbaijan, Russia and Kazakhstan), the Santos basin (Brazil), and the Arab basin (Middle East). More than 120 hydrocarbon fields were discovered and most of them have yet to prove their commerciality.

Pre Caspian basin is one of the most prospective regions, where deep horizons are poorly explored. For a better understanding of its potential, statistics on 106 clastic and 36 carbonate fields was collected, and 22 Paleozoic basins were considered as analogs. Data from 15084 documents with varying degrees of significance was taken into consideration; and elements of Artificial Intelligence (AI) processing were applied. Their simultaneous interactive analysis allowed to identify several possible analogues for Pre-Caspian basin and to justify the exceptionally high perspectives of its ultra-deep horizons.

Many analysts identify three strategic directions for E&P activities. The first type includes new perspective horizons in new basins, the second direction is associated with new reservoirs in already known oil and gas basins, and the last, third type includes prospects in already known productive sections of previously explored basins. Pre Caspian basin to some extent, corresponds to all three groups, but mainly – to the second and third. Main interest is associated with well-studied Devonian reservoirs on the periphery, rapidly dropping towards the center of the basin, or with almost unexplored to date lower Paleozoic horizons. This article opens a series of publications devoted to the topic of discovery and development of ultra-deep hydrocarbons.

Key words: Pre Caspian basin, Tarim and Sichuan basins, the Santos basins, temperatures and pressures of ultra-deep sections, ultra-deep hydrocarbon deposits, deep-water turbidite sediments, «gas window», sections with mixed («reciprocal» clastic-carbonate) sedimentation.

Информация об авторах

Исказиёв Курмангазы Орынгаиёвич – канд. геол.-мин. наук, профессор, генеральный директор Председатель Правления АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», k.iskaziyeu@kmgep.kz.

АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», г. Нур-Султан, Казахстан

Сынгаёвский Павел Евгеньёвич – канд. геол.-мин. наук, старший советник, петрофизик, shadow63raven@yandex.ru.
Noble Energy, США.

Хафизов Сергей Фаиёвич – докт. геол.-мин. наук, 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.

УДК 550.8.053

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК КАК ПОТЕНЦИАЛ ПРИРОСТА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

О.Б. Бегимбетов, Д.Т. Калиев, А.Б. Даулетов

Большинство действующих разрабатываемых месторождений были выделены поисково-разведочными работами прошлых лет, ориентируясь на стандартные антиклинальные и приразломные типы замыканий ловушек, многие из которых находятся на зрелой и/или поздней стадии разработки. К сожалению, аналогичных ловушек в пределах территорий с хорошей геолого-геофизической изученностью и развитой инфраструктурой практически не осталось, в результате чего имеется необходимость изучать более отдаленные регионы с привлечением крупных инвестиций для проведения разведочных работ по перспективным проектам. В качестве потенциала для прироста ресурсной базы и дополнительной добычи для близлежащих разрабатываемых месторождений предлагается рассмотреть небольшие неструктурные ловушки, спутники более крупных структурных ловушек, выделяемые по данным 3D сейсморазведки, имеющие низкие геологические риски и не требующие больших инвестиционных вложений.

При комбинировании результатов работ динамического анализа сейсмических данных с геологическими принципами выделения перспективных неструктурных ловушек была подготовлена база перспективных литологических ловушек, распределённых латерально по площади и вертикально на разных стратиграфических горизонтах. Данный подход позволяет снизить геологические риски при выделения перспективных неструктурных ловушек.

Разведку и разработку группы неструктурных ловушек следует проводить в синергии друг с другом, с целью повышения инвестиционной привлекательности проекта в целом, по причине небольшого ресурсного потенциала каждого из объектов.

По причине политики конфиденциальности названия районов и скважин данные координат и другая аналогичная информация скрыта или намеренно изменена.

Ключевые слова: неструктурные ловушки, потенциал прироста ресурсной базы, перспективы дополнительной добычи, динамический анализ, рокфизика, инверсия, привязка, сейсмический импульс.

Принципы замыкания русловых литологических ловушек

Флювиальные условия осадконакопления формируют сложную анизотропную среду распространения разных фациальных обстановок, где определенные структурные условия и взаимосвязи между породами коллекторами и флюидоупорами могут сформировать литологические замыкания ловушек. На рис. 1-А представлена иллюстрация отложений песчаных тел относительно более глинистой пойменной зоны в период осадконакопления. После тектонических процессов, при формировании структурных склонов определенные условия пространственного положения песчаных тел относительно окружающих низкопроницаемых пород позволяют сформироваться литологическим ловушкам, как показано на рис. 1-Б и 1-В, конечно, при условии, что и сверху коллектора присутствует слой флюидоупора.

При выборе перспективных ловушек следует также опираться на основные принципы работ нефтегазосносных систем, в связи с чем наиболее перспективными будут русловые ловушки на путях миграции углеводородов.

Данный подход позволит заново рассмотреть перспективные участки для поиска потенциальных русловых ловушек даже по тем структурам, где ранее были пробурены сухие скважины, т.к. они могли не вскрыть высокопродуктивные песчаные тела, как показано на рис. 1-Б.

Один из примеров продуктивности таких ловушек представлен на рис. 2, где скважина, вскрывшая палеорусловый врез на структурном склоне, оказалась успешной, и был получен промышленный приток нефти, в то время как 2 скважины, расположенные гипсометрически выше, оказались сухими.

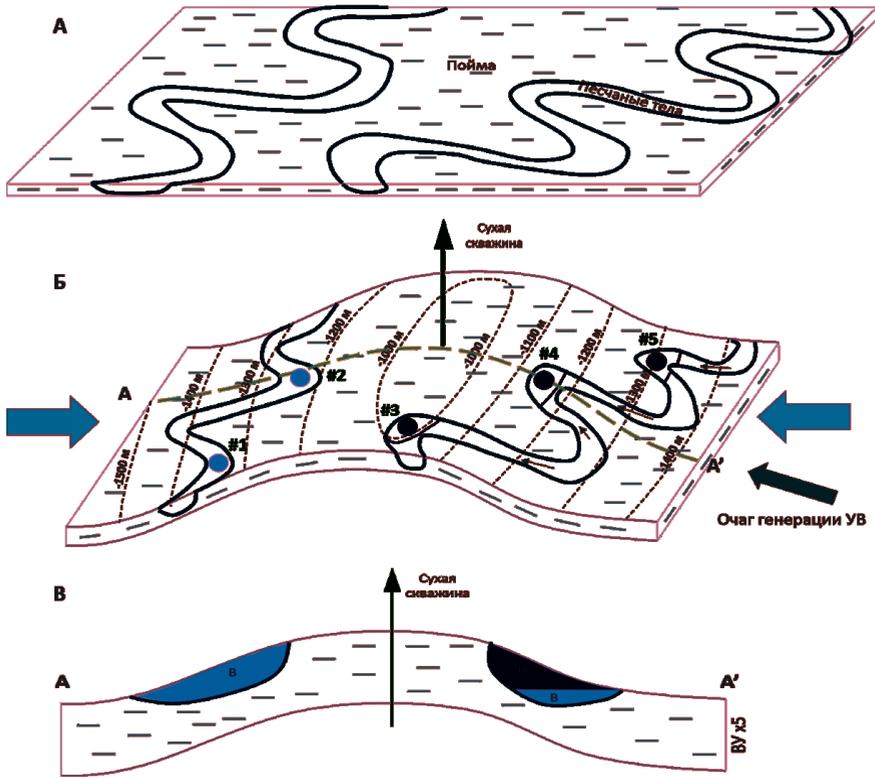


Рисунок 1. Иллюстрация седиментационной модели русловых тел в период осадконакопления (А), пространственного расположения песчаных тел после тектонических процессов (Б), литологических русловых ловушек по геологическому профилю А-А' (В)

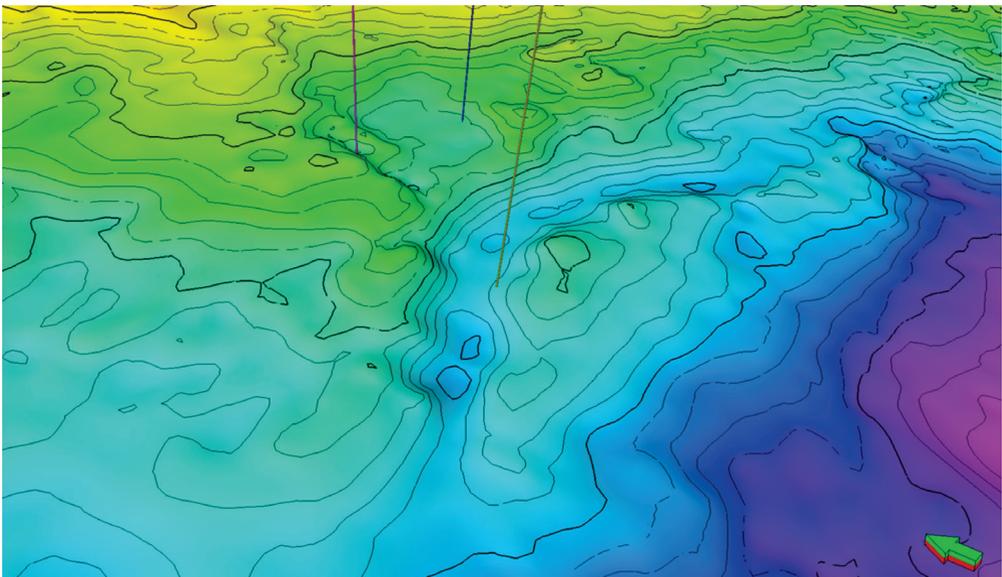


Рисунок 2. Пример продуктивного руслового тела на структурном склоне

Следует также отметить, что переплетения палеорусловых тел также могут привести к локальным неструктурным замыканиям за счет литологических замещений, как показано на рис. 3, где еще в советское время был пробурен ряд поисково-разведочных скважин на структурном носе, центральная из которых дала промышленный приток нефти, а результаты остальных оказались отрицательными. Уже с применением динамического анализа современной 3D сейсморазведки можно определить, что замыкание является литологическим за счет переплетения нескольких палеорусел. На рис. 4 представлен результат атри-

бутного анализа распространения сейсмических аномалий в качестве признака потенциального распределения ресурсов углеводородов в пределах определенного палеорусла с неструктурным замыканием из-за переплетения нескольких русел разных возрастов. На примере скважин 1 и 2 видно (рис. 4) видно, что одно и то же песчаное тело в скважине 1 прослеживается в скважине 2, но уже более заглинизировано из-за вреза второго, более молодого палеорусла. Данные типы ловушек возможно определить только при помощи динамического анализа 3D сейсмических данных, выявляя аномальные сейсмические зоны.

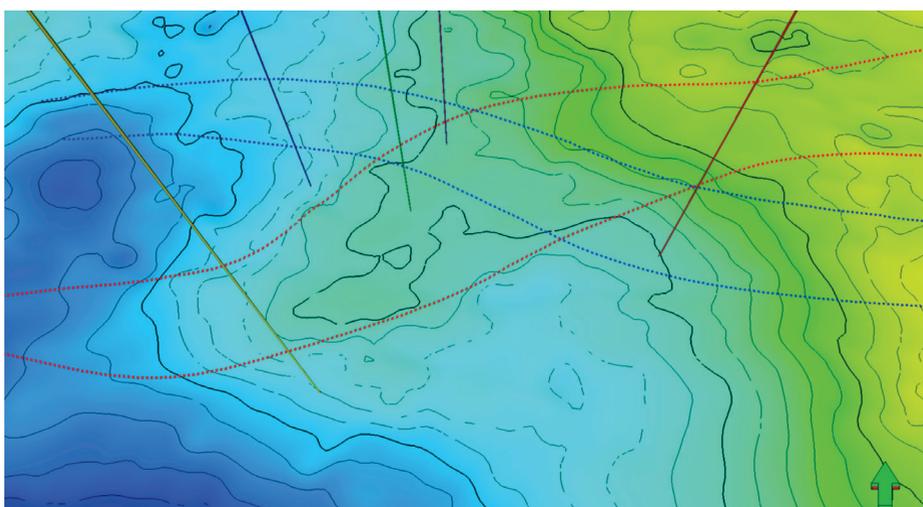


Рисунок 3. Пример неструктурного замыкания ловушки за счет переплетения палеорусел на структурном носе

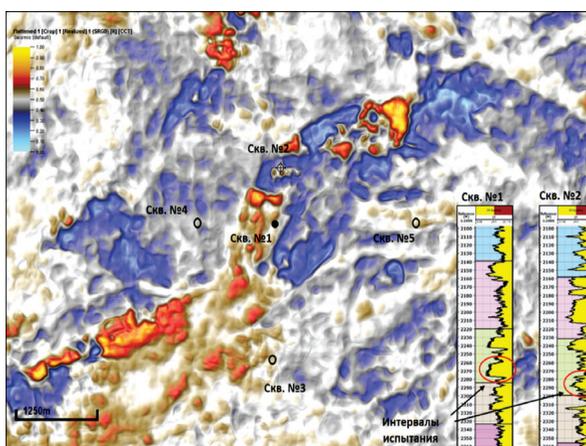


Рисунок 4. Атрибутный анализ распространения перспективных ресурсов в пределах определенного палеорусла

Спектральная декомпозиция сейсмических данных

Хорошим инструментом изучения анизотропии коллекторов и выделения песчаных русловых тел является метод спектральной декомпозиции 3D сейсмических данных. Следует отметить, что стандартный сейсмический срез не всегда позволяет наблюдать действительную геометрию русел в связи с тем, что отложения данных тел происходили на относительно плоской среде, в то время как последующие тектонические этапы сформировали структурные разности, горизонтальные срезы которых не позволяют наблюдать общую геологическую картину в пределах одного изогнутого пласта (рис. 5-А). После выравнивания сейсмической картины на определённый пласт появляется более четкая картина исторического осадконако-

пления русловых тел, что позволяет достаточно точно прогнозировать их геометрию и пространственное распространение (рис. 5-Б). Как известно, сейсмический сигнал зачастую несет в себе больше информации, чем кажется на первый взгляд, и для отображения ее необходимо разделение частотного спектра сейсмического сигнала на несколько составляющих методом спектральной декомпозиции. Результаты данного процесса можно отобразить в единой картине путем цветового смешивания определенных частотных групп, что позволяет усилить более слабо выраженные сигналы, как показано на рис. 5-В. Вышеописанный процесс позволяет наглядно проанализировать геологическую обстановку исследуемого пласта, отражая всю имеющуюся анизотропию коллектора.

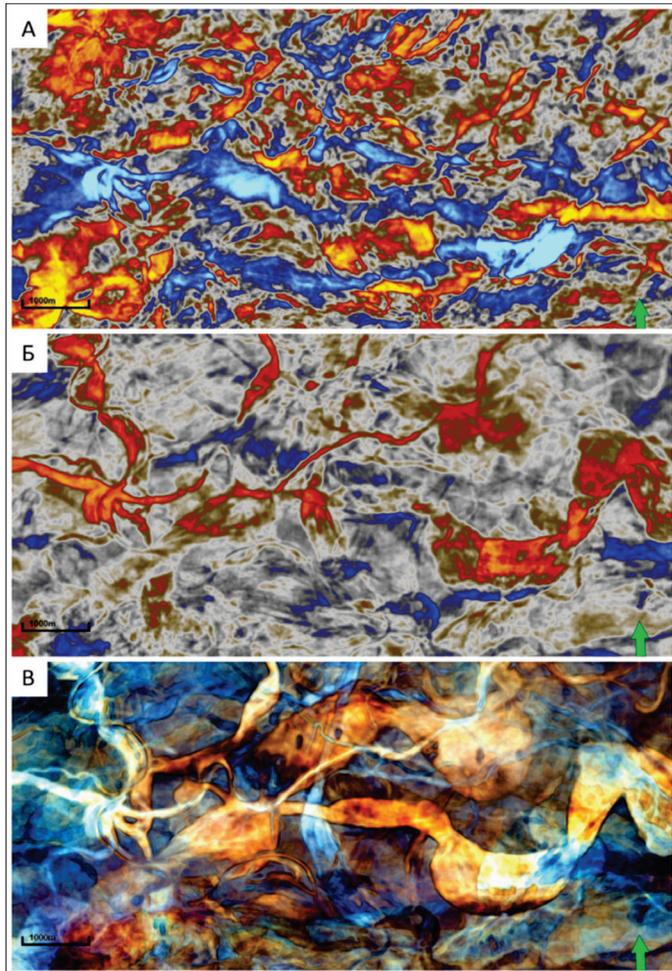


Рисунок 5. Горизонтальные сейсмические срезы через исходный сейсмический куб (А), через выравненный куб (Б) и по результатам спектральной декомпозиции (В)

Динамический анализ сейсмических данных

Если атрибутный анализ и спектральная декомпозиция позволяют ответить на вопросы о геометрическом распространении интересующих нас тел, то динамический анализ ставит задачей прогнозирование конкретных типов литологии, а в отдельных случаях и прямое прогнозирование углеводородных залежей [2]. В результате анализа имеющихся скважинных и сейсмических данных, для данного проекта была поставлена задача по прогнозированию литологии методом синхронной инверсии.

Исходные данные для проекта включали в себя весь перечень упругих каротажных кривых по имеющимся скважинам, поперечные и продольные скорости, плотностной каротаж, полную петрофизическую интерпретацию, а также информацию

по стратиграфическим маркерам (рис. 6). Имеющиеся сейсмические данные включают полнократный куб и кубы частнократных сумм, а также результаты съемки VSP (Vertical Seismic Profile).

В ходе работ по синхронной инверсии проводились следующие этапы анализа: рокфизический анализ скважинных данных и анализ разделяемости литологии, привязка скважин к сейсмическим данным и подготовка зависимости «глубина – время», синхронная инверсия с результирующими кубами (AI – Акустический Импеданс, SI – Сдвиговой Импеданс, соотношение V_p/V_s), завершающим этапом работ была Байесова литоклассификация с финальными кубами по дискретным значениям песчаник-глина, а также отдельными вероятностными кубами по песчанику и глине.

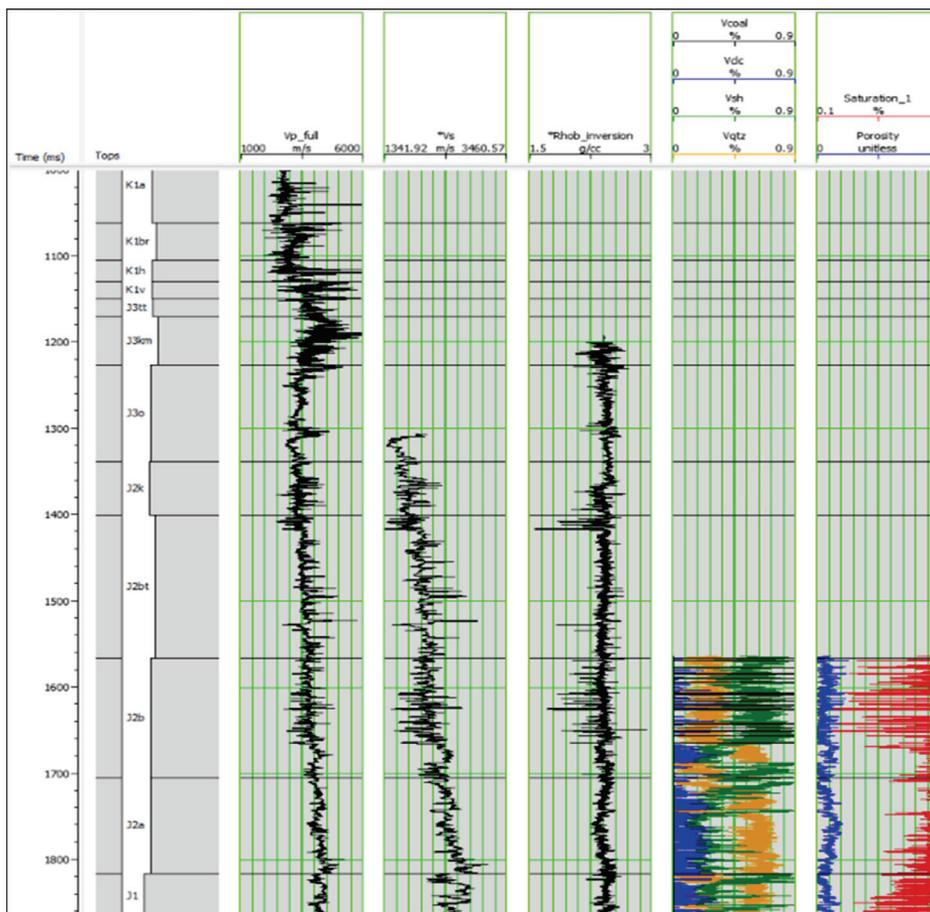


Рисунок 6. Обзор каротажных кривых и петрофизической интерпретации для рокфизического анализа

Рокфизический анализ

Рокфизический анализ упругих свойств пород является связующим звеном между петрофизическими свойствами пород и соответствующим им сейсмическим откликом [1], [3]. Данный тип анализа позволяет ответить на вопрос о разделяемости пород и флюидов, а также возможности определения петрофизических свойств путем петроупругого моделирования и визуализации скважинных данных в виде кросс-плотов, глубинных трендов или иных способов. Результаты рокфизического анализа могут быть использованы далее при проведении инверсионного анализа, а также интерпретации продуктов инверсии.

В пределах исследуемого проекта породы представлены преимущественно терригенными отложениями песчаника и глин.

В рамках рокфизического анализа данных скважин анализируется возможность разделения пород с использованием упругих свойств акустического импеданса (AI), сдвигового импеданса (SI) и соотношения Vp/Vs.

Для информации: $AI = Vp \cdot \rho_{\text{об}}$ и $SI = Vs \cdot \rho_{\text{об}}$. Данная пара упругих свойств является стандартной при любом рокфизическом анализе наряду с комбинацией

AI-Vp/Vs (Vp – продольная скорость, Vs – поперечная скорость, $\rho_{\text{об}}$ – плотность).

Согласно кросс-плот анализу кривых AI-SI (рис. 7–10), по стволу скважины с наличием петрофизической интерпретации наблюдается приемлемое разделение песчаников от прочих пород. В данном случае использовалась индикация данных при помощи кривой Vqtz. При этом акустический импеданс никакого разделения по породам не предполагает, основную роль по идентификации пород несет в себе кривая SI. При использовании зонированных полигонов и отображении выбранных зон вдоль ствола скважины четко выделяются интервалы в скважине, соответствующие песчаникам (желтым цветом) и глинам (зеленым). Можно заключить, что комбинация упругих атрибутов AI-SI вполне может быть использована при литоклассификации финальных продуктов инверсии при их должном восстановлении.

Кросс-плот анализ AI-Vp/Vs во многом согласуется с показателями AI-SI. По данному кросс-плоту также отмечается неплохое разделение по литологии, при этом вклад Vp/Vs является более выраженным, в то время как акустический импеданс снова показывает довольно сильное перекрытие свойств пород вдоль ствола скважины.

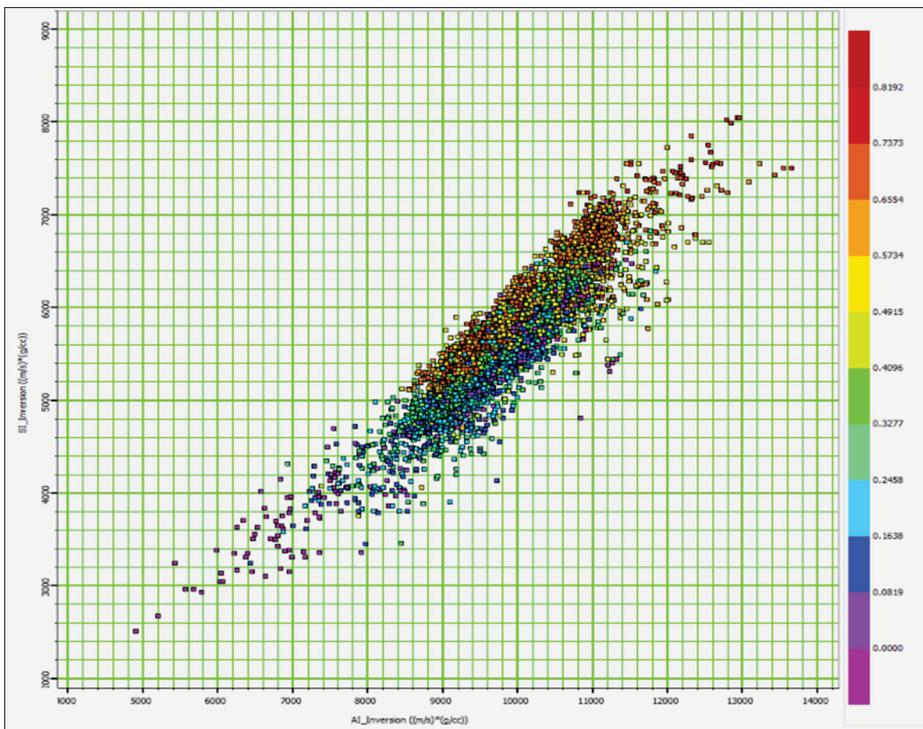


Рисунок 7. Кросс-плот AI-SI с окрашиванием Vqtz

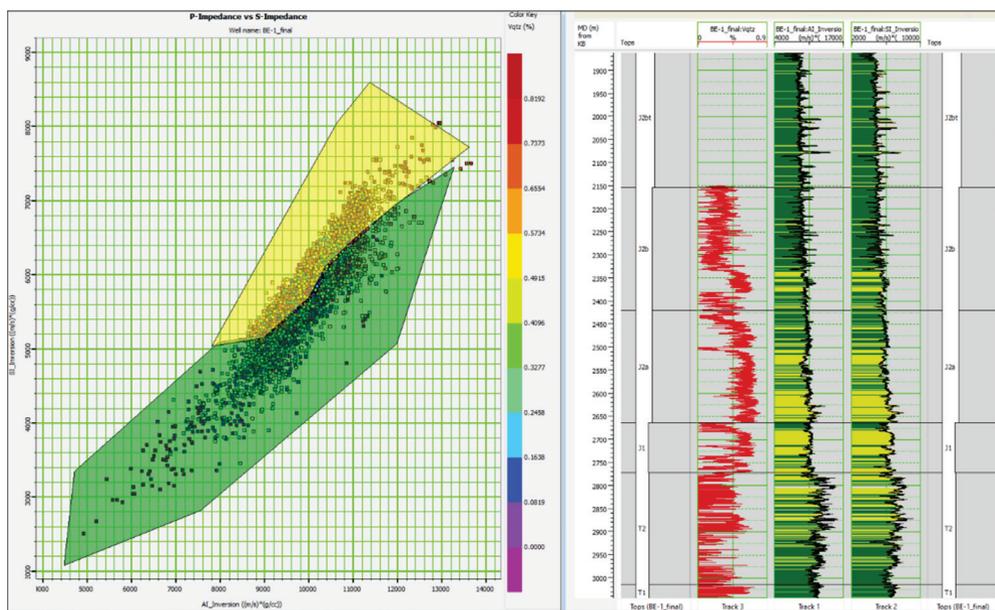


Рисунок 8. Кросс-плот AI-SI с наложенными зонированными полигонами. Справа представлен ствол скважины с интервалами, окрашенными полигонами. Желтый соответствует песчаникам, зеленый – всем прочим породам

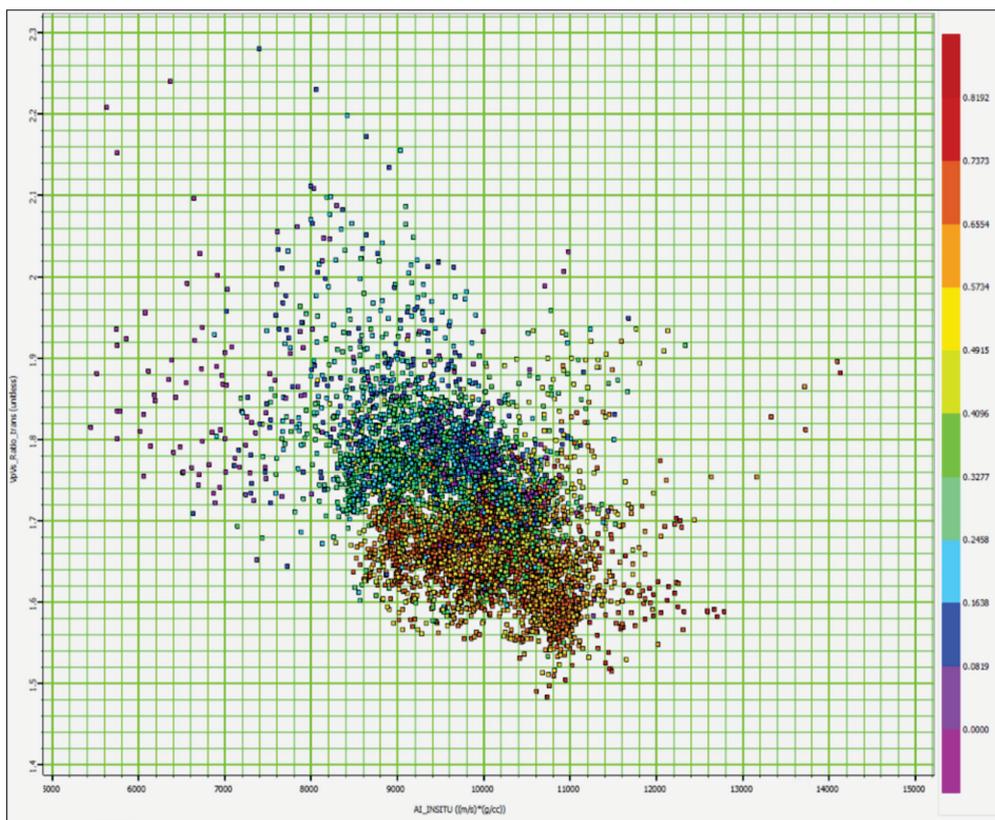


Рисунок 9. Кросс-плот AI-Vp/Vs с окрашиванием Vqtz

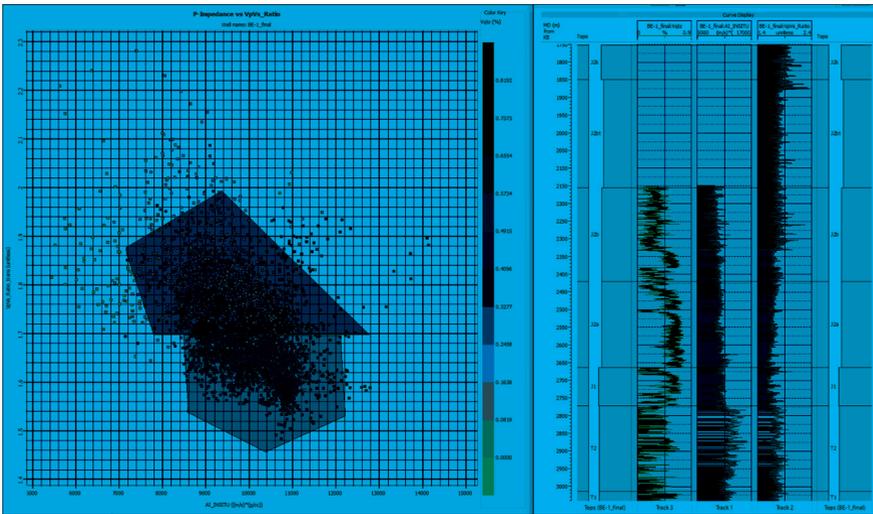


Рисунок 10. Кросс-плот AI-Vp/Vs с наложенными зонированными полигонами. Справа представлен ствол скважины с интервалами, окрашенными полигонами. Желтый соответствует песчаникам, зеленый – всем прочим породам

Привязка скважины к сейсмическим данным во временном домене

Неотъемлемым этапом любых работ по динамической интерпретации при наличии скважины является ее привязка к сейсмическим данным. Данная операция позволяет отобразить скважинные данные, записанные в глубине, в формате времени, что является важным для стратиграфической привязки и определения целевых сейсмических горизонтов, соответствующих скважинным отбивкам. Для целей инверсии привязка скважины имеет особо важный характер, т.к. от качества привязки скважины к сейсмике (измеряемое коэффициентом корреляции) будет напрямую зависеть надежность извлечения упругих свойств из сейсмике.

Для целей привязки был использован ноль-фазовый статистический импульс длиной 150 мс, извлеченный из целевого интервала в окне 500 мс. При коррекции на чекшот были использованы пары «глубина – время», взятые из съемки VSP. По результатам привязки были получены хорошие результаты: в целевом интервале коэффициент корреляции составляет около 75%. При этом если брать весь ствол скважины, то коэффициент корреляции не опускается ниже 60%. Результаты привязки считаются приемлемыми для инверсионного анализа. Также обновленная глубинно-временная связь была использована для целей скоростного моделирования (рис. 11).

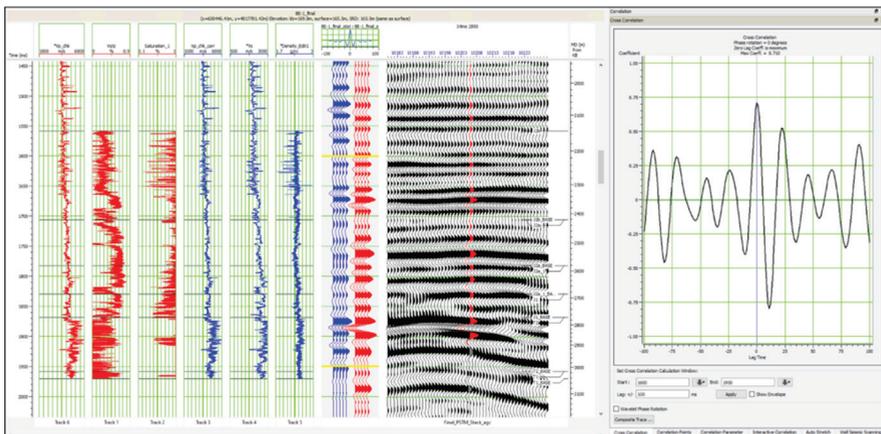


Рисунок 11. Параметры привязки скважины к сейсмическим данным

Синхронная инверсия

Применяемый для проекта метод модель-базированной синхронной инверсии предполагает одновременное восстановление упругих кубов AI, SI, Vp/Vs, Rhob из сейсмических данных до суммирования [4]. Сейсмические данные для проекта представлены полнократным кубом, а также 9 частично-кратными кубами с центральными углами отражения 5°, 10°, 15°, 20°, 25°, 30°, 35°, 40°, 45°. Угловые кубы были проанализированы на предмет сходимости с синтетическими данными на скважине и считаются приемлемыми для целей инверсии. В алгоритме инверсии используется трехчленная аппроксимация уравнения Цеппритца – уравнение Фатти [6].

Инверсионный анализ включал в себя следующие этапы:

- выделение статистических импульсов на каждом из 9 удалений;
- построение низкочастотной модели (далее – НЧМ) по скважинным данным;

- тестирование параметров инверсии и расчет финальных упругих кубов.

По каждому из угловых кубов были выделены статистические импульсы в окне 1500–2000 мс и с длиной импульса 150 мс. Ниже представлено наложение всех импульсов и соответствующих амплитудно-частотных спектров (рис. 12). Импульсы являются ноль-фазовыми и имеют нормальную полярность (увеличению акустического импеданса соответствуют позитивные амплитуды).

Для построения низкочастотной модели (рис. 13) использовались каротажные кривые (Vp, Vs, Rhob) и рассчитанные из них параметры AI, SI, Vp/Vs. Для распространения упругих свойств по площади использовалась региональная интерпретация отражающих горизонтов, при этом сами свойства заполнялись пропорциональным методом. Для приведения к низким частотам использовался фильтр с диапазоном 10–15 Гц.

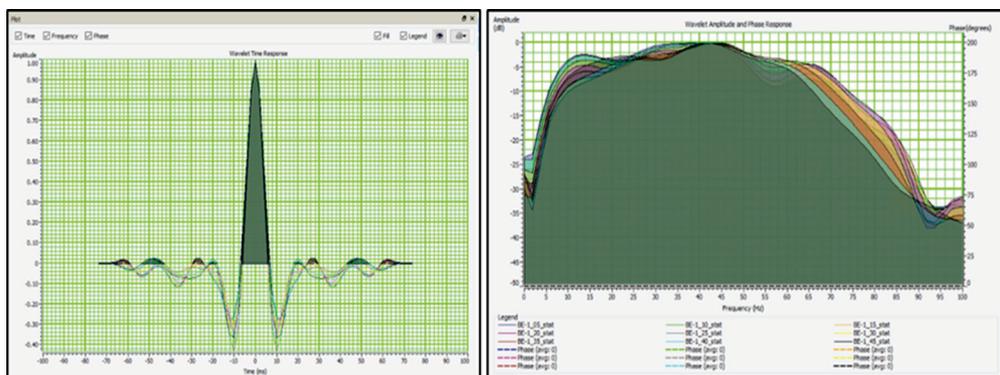


Рисунок 12. Статистические импульсы, извлеченные с каждого углового куба и наложения их амплитудно-частотных спектров

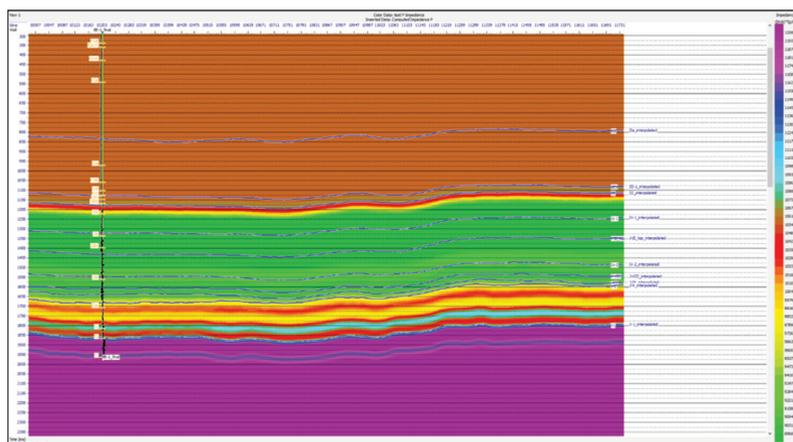


Рисунок 13. Низкочастотная модель акустического импеданса

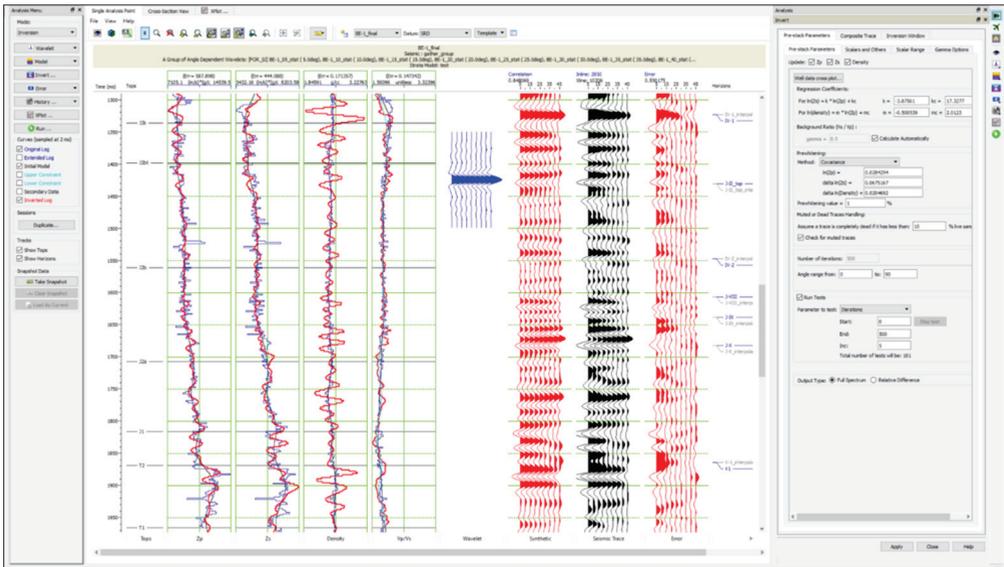


Рисунок 14. Параметры тестирования синхронной инверсии на примере скважины. Для каротажных кривых красным цветом выделены результаты инверсии, синим цветом – замеренные каротажы на скважине

После выделения соответствующих импульсов и построения НЧМ проводилось тестирование параметров инверсии в точке скважины (рис. 15). Было проведено 500 итераций расчетов, при этом восстановление упругих свойств AI и SI считается приемлемым для дальнейшего использования в целях литоклассификации. Параметры

Vp/Vs и Rhob восстанавливаются плохо, что, скорее всего, связано с ухудшением свойств сеймики на дальних удалениях. Ниже также представлен контроль качества восстановления параметров AI и SI в формате кросс-плотов, где также наблюдается хорошая корреляция восстановленных и замеренных свойств (рис. 15).

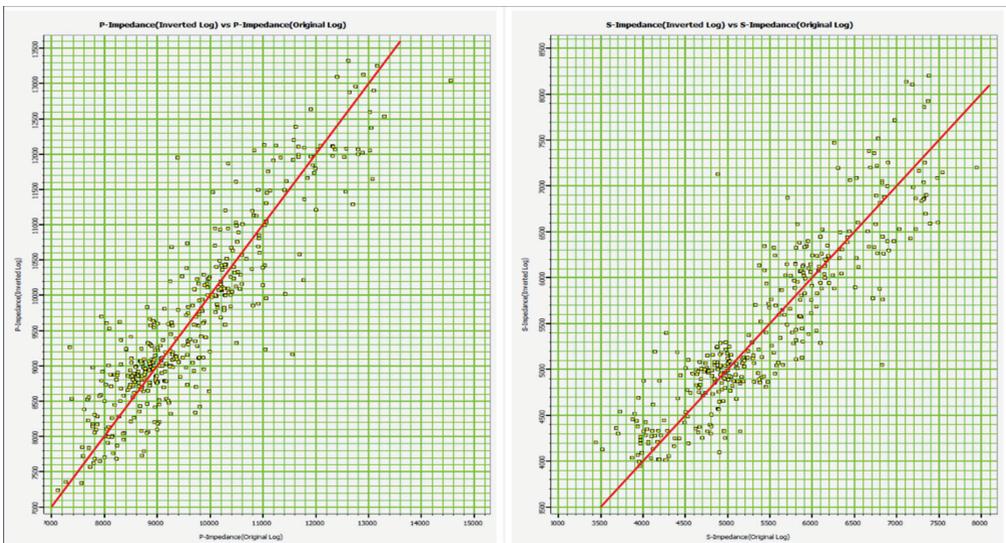


Рисунок 15. Результат тестирования синхронной инверсии на скважине на примере кросс-плотов по скважинным значениям упругих параметров и восстановленных из инверсии. Наблюдается хорошее восстановление свойств AI и SI

Байесова литоклассификация

По завершении этапа синхронной инверсии были получены кубы акустического и сдвигового импеданса. Данные кубы характеризуют свойства пород, однако не являются прямыми индикаторами наличия той или иной фации. Для конвертирования рассчитанных упругих свойств в прямой прогноз по литологии использовался метод Байесовой литоклассификации, позволяющий получить вероятностные кубы фаций либо куб с дискретными значениями, соответствующими отдельным фациям [5].

Преимуществом Байесовой литоклассификации является подсчет параметра вероятности, что обеспечивает оценку риска и повышает надежность прогнозов. Использование байесовской схемы позволяет учитывать предварительную инфор-

мацию, такую как, например, сведения о геологии, в вероятностном прогнозе, который отображает неопределенности и количественно определяет риск.

Для литоклассификации использована комбинация упругих атрибутов AI-SI, показавшая хорошее восстановление по результатам синхронной инверсии. На базе кросс-плота AI-SI были сгенерированы Probability Density Functions (PDF), которые в свою очередь использовались для финальной классификации инвертированных параметров в вероятностный прогноз по литологии (рис. 16).

Ниже представлены примеры кросс-плотов, а также результатов классификации инвертированных параметров на скважине (рис. 17). Отмечается хорошая сходимость прогноза по литологии с фациальными кривыми на скважине.

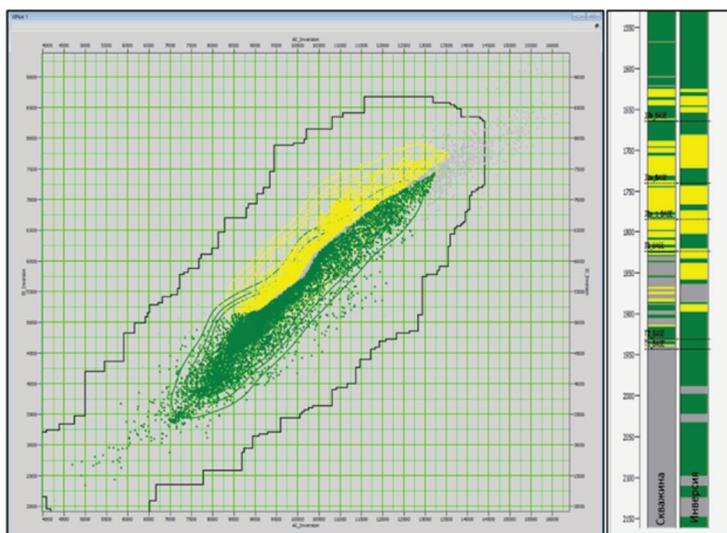


Рисунок 16. Слева – кросс-plot AI-SI с рассчитанными PDF. Справа – сравнение результатов литоклассификации по результатам инверсии с литологией на скважине

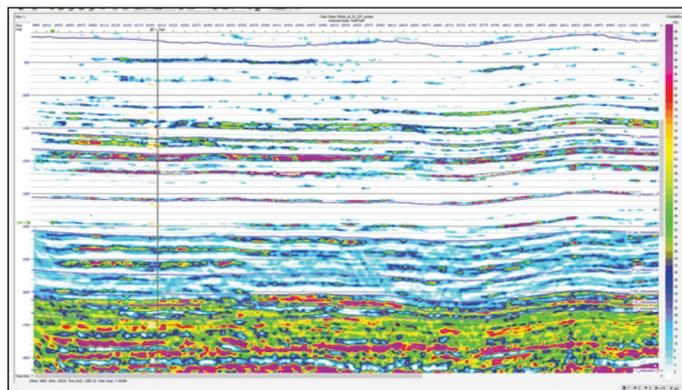


Рисунок 17. Разрез через результирующий вероятностный куб песчаников

Подготовка результирующей базы неструктурных ловушек

При комбинировании результатов динамического анализа сейсмических данных с геологическими принципами замыкания неструктурных русловых ловушек выделяется ряд перспективных объектов для постановки геологоразведочных работ. Данные перспективные литологические ловушки зачастую распределены в пространстве нефтегазоносных комплексов латерально по площади и вертикально на разных стратиграфических этапах, каждая из ловушек имеет относительно неболь-

шой извлекаемый ресурсный потенциал от 100 до 500 тыс. т нефти.

Пример одной из выделенных перспективных ловушек представлен на рисунке ниже, где наблюдается врез палеорусла на структурном склоне с сейсмическими аномалиями в верхней части ловушки, что можно рассматривать как потенциальный индикатор наличия углеводородов, и это может снизить риски при принятии управленческого решения бурения поисково-разведочных скважин.



Рисунок 18. Выявленная группа неструктурных ловушек, распределенных латерально по площади и вертикально на разных горизонтах (цвета полигонов отражают приуроченность объекта к определенному стратиграфическому горизонту)

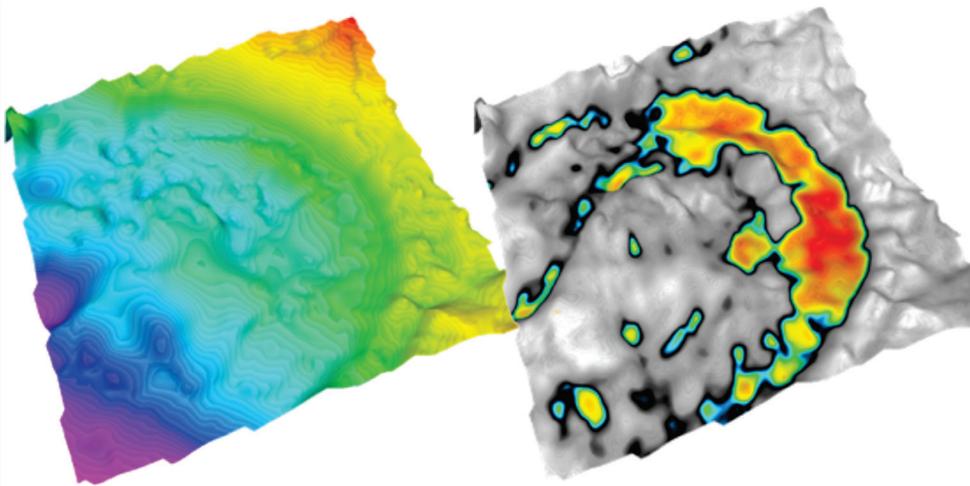


Рисунок 19. Пример перспективной неструктурной ловушки, где структурная карта отражена слева, а распределение сейсмических аномалий справа

Потенциальные сложности в разведке и разработке группы неструктурных ловушек

Несмотря на расположение группы небольших неструктурных ловушек в зонах с хорошей геолого-геофизической изученностью, подготовленных к бурению по данным высокоразрешающей 3D сейсморазведки, с небольшими глубинами залегания объектов, расположенных в пределах большого количества открытых и разрабатываемых месторождений с развитой инфраструктурой, экономическая привлекательность разведки и разработки данных ловушек может оказаться незначительной с учетом текущего законодательства РК, т.к. необходимо будет поэтапно разбуривать каждый из объектов более дорогими разведочными скважинами со всеми соответствующими исследованиями и отбором керна и с последующей постановкой запасов углеводородов на баланс, разработкой проектов пробной и промышленной эксплуатации, что приведет к привлечению больших финансовых инвестиций.

Перспективные русловые ловушки могут оказать положительный эффект на

прирост ресурсной базы и дополнительную добычу для ближайших месторождений, но для повышения экономической привлекательности разведки и разработки данных ловушек вероятно стоит внести коррективы в кодекс о недрах и недропользовании, позволяющий разрабатывать группы неструктурных ловушек опережающими добывающими скважинами при условии положительных результатов бурения разведочных скважин, вскрывших не менее 2 из таких ловушек. К примеру, если в радиусе 10 км по данным качественной 3D сейсморазведки выделяется группа литологических ловушек, в не менее 2 из которых были подтверждены ресурсы разведочными скважинами, то рассматривать вопрос постановки на баланс ресурсной базы всей группы ловушек и дальнейшее бурение относить к опережающему фонду добывающих скважин для перевода запасов в промышленные категории с последующим вводом в эксплуатацию.

Заключение

Современные подходы в выявлении групп неструктурных ловушек в комбинации с динамическим анализом высокоразрешающей 3D сейсморазведки позволяют оконтурить перспективные объекты для постановки поисково-разведочных работ с хорошей геологической вероятностью успеха.

Зачастую неструктурные ловушки имеют небольшой ресурсный потенциал, распределенный латерально по площади и вертикально на разных стратиграфических горизонтах, но имеют хорошие фильтрационно-емкостные свойства и, соответственно, высокие промышленные дебиты углеводородов. Текущее законодательство, к сожалению, может снизить экономическую привлекательность разведки и разработки данных объектов, т.к. необходимо бурение

разведочных скважин на каждую неструктурную ловушку.

Для повышения экономической привлекательности разведки и разработки данных типов ловушек вероятно стоит рассмотреть возможность внесения поправок в кодекс о недрах и недропользовании, где при выявлении групп неструктурных ловушек с доказанной промышленной нефтегазоносностью по результатам бурения нескольких поисково-разведочных скважин законодательство позволяло бы относить аналогичные литологические ловушки в пределах контрактной территории к категории запасов C_2 для последующей доразведки бурения более дешевых опережающих эксплуатационных скважин с переводом запасов в промышленную категорию и вводом в разработку.

Список использованной литературы

1. Mavko G., M. Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media. – Cambridge University Press, 1998.
2. Simm R., Bacon M. Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook. – Cambridge University Press, 2014, 271 p.
3. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R., Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. – Geophysics, Soc. of Expl. Geophysics, 1974, vol. 39, p. 770-780.
4. Hampson D.P., Russell B.H., Bankhead B. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. – Ann. Mtg. Abstracts, 2005, SEG, p. 1633-1637.
5. Doyen P.M. Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. – EAGE, 2007, 255 p.

РЕСУРСТЫҚ БАЗАНЫҢ ӨСУІ ЖӘНЕ КӨМІРСУТЕКТЕРДІ ҚОСЫМША ӨНДІРУ ПОТЕНЦИАЛЫ РЕТІНДЕ ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ЕМЕС ТҰЗАҚТАРДЫҢ БОЛАШАҒЫ

О.Б. Бегімбетов, Д.Т. Қалиев, А.Б. Дәулетов

Жұмыс істеп тұрған кен орындарының көпшілігі өткен жылдардағы іздеу-барлау жұмыстарымен ерекшеленді, олардың көпшілігі жетілген және/немесе жетілдірудің соңғы сатысында болатын стандартты антиклинальды және тұзақтардың тұйықталуының жарылыммаңы түрлеріне назар аударды. Өкінішке орай, жақсы геологиялық-геофизикалық зерттелу және дамыған инфрақұрылымы бар аумақтар шеінде іс жүзінде стандартты тұзақтар жоқтың қасы, соның нәтижесінде, перспективалық жобалар бойынша барлау жұмыстарын жүргізу үшін ірі инвестицияларды тарта отырып, неғұрлым шалғай аймақтарды зерттеу қажеттілігі туындап отыр. Ресурстық базаны ұлғайту әдісі ретінде 3Д сейсмикалық барлау деректерімен анықталған стандартты тұзақтардың маңындағы кіші, құрылымдық емес тұзақтардың спутниктерін қарастыру қажет, олардың геологиялық тәуекелдері төмен әрі үлкен инвестицияларды қажет етпейді.

Сейсмикалық деректерді динамикалық талдау жұмыстарының нәтижелерін перспективалы құрылымдық емес тұзақтарды анықтаудың геологиялық принциптерімен біріктіру кезінде әр түрлі стратиграфиялық горизонттарда тігінен және ауданы бойынша латеральды бөлінген перспективалы литологиялық тұзақтардың базасы дайындалды. Мұндай іздеу тәсілі перспективалы құрылымдық емес тұзақтарды анықтау кезінде геологиялық тәуекелдерді азайтуға мүмкіндік береді.

Құрылымдық емес тұзақтар тобын барлау мен игеру объектілердің әрқайсысының ресурстық әлеуетінің аз болуына байланысты тұтастай жобаның инвестициялық тартымдылығын арттыру мақсатында бір-бірімен синергия жағдайында жүргізілуі керек.

Құпиялылық саясатына байланысты учаскелер мен ұңғымалардың атаулары, координаттар деректері және басқа да осыған ұқсас мәліметтер жасырылады немесе әдейі өзгертіледі.

Түйінді сөздер: құрылымдық емес тұзақтар, ресурстар базасының өсу әлеуеті, қосымша өндіру перспективалары.

PERSPECTIVES OF NON-STRUCTURAL TRAPS AS A TOOL FOR INCREASING RESOURCES AND EXPANDING HYDROCARBON PRODUCTION

Beginbetov O., Kaliyev D., Dauletov A.

Most of the active fields, which are currently at a mature and/or late stage of development, were identified in the past by focusing on standard anticlinal and fault types of structural traps. Considering that, not many structural traps left undiscovered within the territories with good geological and geophysical coverage and developed infrastructure, there is an increased need to focus on remote regions that require large initial investments to carry out exploration work. As an alternative approach for increasing the resource base and expanding production for nearby developed fields, it is proposed to look for small non-structural traps, satellites of larger structural traps identified using 3D seismic data. These kinds of traps might have low geological risks and will not require large investments.

By combining the results of quantitative interpretation of seismic data with geological principles of identifying promising non-structural traps, a database of promising lithological traps was prepared, covering the area of study laterally and encompassing different stratigraphic layers. This integrated approach makes it possible to reduce geological risks when identifying promising non-structural traps.

It is important to carry out exploration and development of a group of non-structural traps in synergy with each other in order to increase the investment attractiveness of the project as a whole, due to the small resource potential of each of the objects.

Due to the privacy policy, the names of areas, wells, coordinate data, and other similar information is hidden or deliberately changed.

Key words: non-structural traps, potential of the resource base growth, prospects for additional production, quantitative interpretation, rock physics, inversion, well tie, wavelet.

Информация об авторах

Бегимбетов Олжас Бауржанович – магистр наук в области нефтегазовой геонауки (Imperial College, London), управляющий директор по разведке, o.begimbetov@niikmg.kz.

Калиев Диас Талгатович – магистр наук в области геофизики нефти и газа (Imperial College, London), заместитель директора департамента региональной геологии, d.kaliyev@niikmg.kz.

Даулетов Асылжан Бауржанович – магистр наук в области нефтегазовой геонауки (Imperial College, London), заместитель генерального директора по геологии, adauletov@niikmg.kz.

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

УДК 622.276.342

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН В РУСЛОВЫХ ПЕСЧАНИКАХ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

А.В. Свешников, А.К. Касенов, А.Т. Жолдыбаева, А.Е. Ибраев

Нефтяные месторождения Казахстана в большинстве своем находятся на поздней стадии разработки. Несмотря на это, на месторождениях продолжается эксплуатационное бурение новых скважин (ежегодно ~500 скважин в АО «НК «КазМунайГаз»), которое формирует определенную плотность сетки скважин на месторождениях.

Настоящая статья посвящена влиянию плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) в русловых песчаниках. Проблема влияния плотности сетки скважин (далее – ПСС) на КИН является одной из часто изучаемых и дискутируемых при прогнозировании уровней добычи нефти. В ходе изучения существующих научных работ по данной теме приходит понимание, что универсальной зависимости КИН – ПСС нет. На сегодняшний день при проектировании разработки месторождения является актуальным поиск новых подходов к выбору оптимальной плотности сетки скважин с учетом всех аспектов геологического строения на основе гидродинамического моделирования (далее – ГДМ). В данной статье на примере секторной модели 13 горизонта месторождения Узень приводится обоснование оптимальной ПСС для русловых песчаников в 2 этапа.

В результате моделирования проведен анализ текущего состояния разработки, выделены участки с высокими значениями ПСС, определен и рекомендован к отключению список из высокообводненных (нерентабельных) скважин. По итогам анализа было выявлено, что при разрежении сетки скважин путем отключения высокообводненных скважин возможно сохранить базовый уровень добычи нефти при оптимизации отборов жидкости на оставшемся фонде.

Ключевые слова: плотность сетки скважин, гидродинамическая модель, русловые песчаники, коэффициент извлечения нефти.

Концептуальная схема условий осадконакоплений 13 горизонта месторождения Узень

Обоснование влияния ПСС в русловых песчаниках месторождения Узень было выполнено с использованием геологической модели 13 горизонта, построенной геологами ТОО «КМГ Инжиниринг» совместно со специалистами компании

DeGolyer & MacNaughton. Продуктивный коллектор представлен сложной системой русловых и пойменных песчаников. В общей сложности по результатам исследований 13 и 14 горизонта месторождения Узень выделено 77 палеорусел (рис. 1).

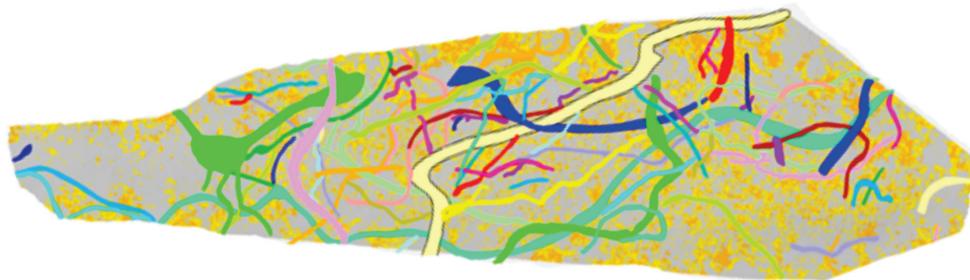


Рисунок 1. Концептуальная схема условий осадконакоплений 13-14 горизонта месторождения Узень

Ширина выделенных русловых песчаников варьируется от 20 до 800 м.

Русловые песчаники характеризуются, как правило, высокими емкостно-фильтрационными свойствами и обладают наиболее высокой проницаемостью и эффективной мощностью со средними параметрами в 500 мД и 24 м соответственно. На 13 горизонте месторождения Узень основная часть накопленной добычи приходится на скважины, пробуренные в руслах.

На одну скважину в русловой зоне приходится в 2 раза больше накопленной добычи, чем на одну скважину вне русла. Если точнее, то на русловую зону приходится около 50% накопленной добычи всего горизонта с фондом скважин в 34% от общего фонда. Пойменные отложения, а также кровельная часть 13 горизонта характеризуются более низкой проницаемостью, в среднем равной 10 мД.

Анализ текущего состояния разработки и выбор участка для моделирования

Для дальнейшего анализа и выбора участка для моделирования в русловом песчанике 13 горизонта месторождения Узень из выделенных русловых тел были выделены каналы, в которых, согласно модели распространения электрофаций,

доля русловых отложений превышает 50%. Данные каналы были поделены на участки рядами нагнетательных скважин. По каждому участку были определены такие параметры, как ПСС и выработка запасов (рис. 2).

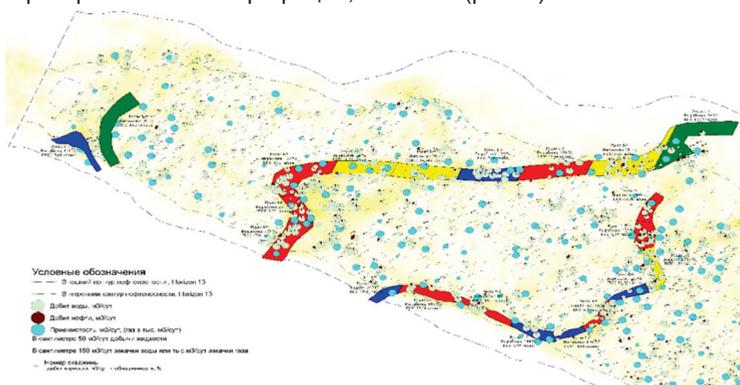


Рисунок 2. Пример выделения русловых участков с расчетными характеристиками на 13 горизонте месторождения Узень

Для дальнейшего анализа и выработки рекомендаций были выбраны участки с высокими значениями ПСС и выработкой запасов нефти.

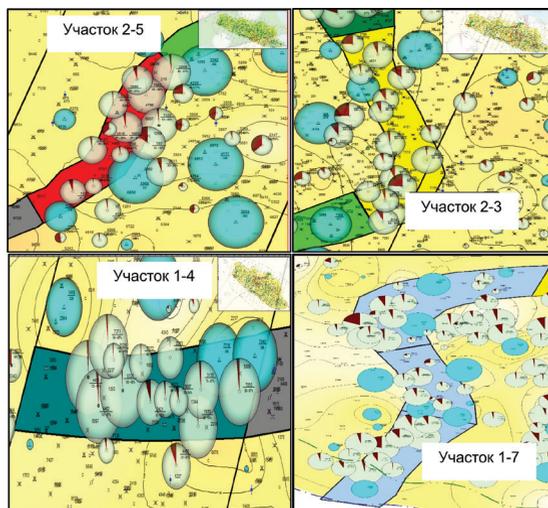


Рисунок 3. Участки с высокими значениями ПСС и выработкой запасов нефти

В табл. 1 приведены характеристики по выделенным участкам 13 горизонта месторождения Узень.

Таблица 1. Характеристики выделенных участков

| Участок | Текущий КИН, д. ед. | Выработка запасов, % | Текущая ПСС, га/скв |
|---------|---------------------|----------------------|---------------------|
| № 1–1 | 0,23 | 49 | 18 |
| № 1–2 | 0,34 | 71 | 10 |
| № 1–3 | 0,49 | 103 | 16 |
| № 1–4 | 0,49 | 102 | 7 |
| № 1–5 | 0,36 | 76 | 15 |
| № 1–6 | 0,46 | 98 | 11 |
| № 1–7 | 0,49 | 101 | 8 |
| № 2–1 | 0,51 | 108 | 10 |
| № 2–10 | 1,03 | 217 | 35 |
| № 2–2 | 0,51 | 107 | 6 |
| № 2–3 | 0,40 | 85 | 5 |
| № 2–4 | 0,57 | 121 | 14 |
| № 2–5 | 0,50 | 106 | 4 |
| № 2–6 | 0,57 | 120 | 15 |
| № 2–7 | 0,68 | 144 | 7 |
| № 2–8 | 0,51 | 107 | 16 |
| № 2–9 | 0,50 | 105 | 23 |
| № 3 | 0,22 | 46 | 14 |
| № 4 | 0,67 | 141 | 14 |

Построение секторной 3D гидродинамической модели руслового песчаника 13 горизонта месторождения Узень

В связи с большой площадью месторождения Узень и трудоемким процессом было построено 2 сектора 3D ГДМ для участков №1–4 и №1–7 (рис. 4)

Секторные гидродинамические модели представляют из себя трехмерные модели черной нелетучей нефти (Black oil model, Eclipse 100). Краткое описание моделей представлено в табл. 2.

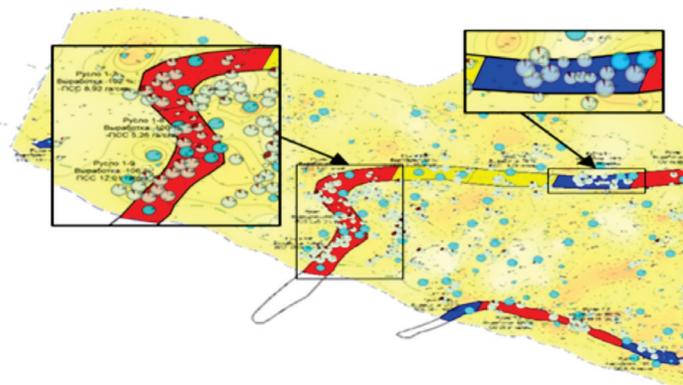


Рисунок 4. Пример выделения русловых участков с расчетными характеристиками на 13 горизонте месторождения Узень

| Наименование | Параметры ГДМ | |
|----------------|---------------|---------------|
| | Участок № 1–4 | Участок № 1–7 |
| Размер | 88 x 56 x 65 | 64 x 99 x 271 |
| ИТОГО ячеек | 320 320 | 1 717 056 |
| Активных ячеек | 92 010 | 211 931 |
| Размер ячеек | 25 x 25 x 1 | 50 x 50 x 0.5 |
| Тип модели | Black oil | Black oil |

Начальное пластовое давление – 103 атм. Вязкость нефти в пластовых условиях – 4 сПз, плотность в поверхностных условиях – 854 кг/м³. Газовый фактор – 40 м³/м³.

Сектор участка № 1–4 включает в себя русловый канал с шириной 500 м, протяженностью 2200 м. Средняя глубина залегания пласта 1018 м. Пористость составляет 26%, проницаемость 1000 мД. Начальные геологические запасы нефти в русловой зоне – 5205 тыс. т. Начальная нефтенасыщенность коллектора – 0,75 д. ед.

Сектор участка № 1–7 включает в себя русловый канал, средняя ширина которого составляет 700 м, протяженностью 4200 м. Средняя глубина залегания пласта – 1058 м. Пористость составляет 24%, проницаемость – 460 мД. Начальные геологические запасы нефти в русловой зоне – 11998 тыс. т. Начальная нефтенасыщенность коллектора – 0,62 д. ед.

На рис. 5 представлены карты проницаемости, по которым можно

проследить русло по центру секторных моделей участков № 1–4 и № 1–7.

Обоснование оптимальной ПСС разделено на 2 этапа.

На 1 этапе с целью определения оптимальной ПСС было реализовано 4 варианта разбуривания русловой зоны участка № 1–4 различным числом добывающих и нагнетательных скважин. Расчет начинается с начального состояния участка. Рассматривается пятиточечная система разработки с различной ПСС, которая определялась, исходя из расстояния между скважинами.

На 2 этапе проведена детальная адаптация по фонду скважин на выбранных участках за последние 5 лет, по состоянию на 01.02.2020 г., и определен список высокообводненных (нерентабельных) скважин для отключения с учетом этапа 1. Далее проведены расчёты прогнозных вариантов с учетом отключения высокообводненных скважин и базовый вариант без их отключения.

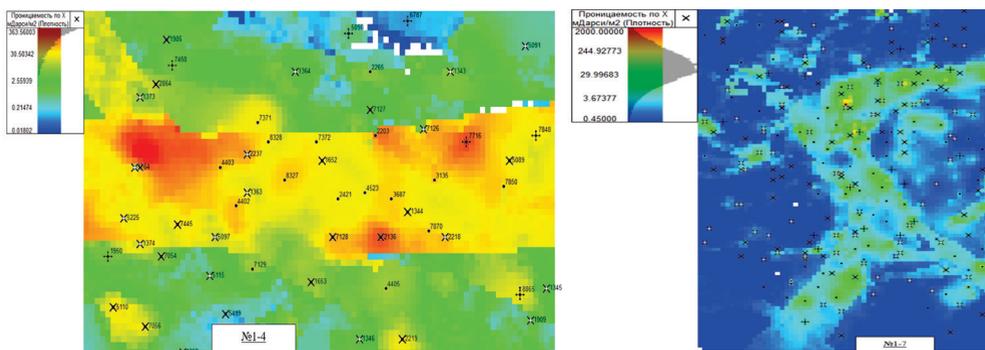


Рисунок 5. Карта проницаемости участков № 1–4 и № 1–7

Этап 1. Обоснование оптимальной ПСС по результатам моделирования

Выполнено моделирование участка № 1–4 с начальными условиями и различными вариантами разработки с расстоянием добывающих скважин в 500, 400, 300, 200 м представлено на рис. 6. При этом имеется 2 варианта с межскважинным расстоянием

в 200 м. В одном из вариантов нагнетательные скважины расположены ровно по центру русла по аналогии с другими вариантами, во втором варианте – нагнетательные скважины расположены в 2 ряда по центру серединной части русла.

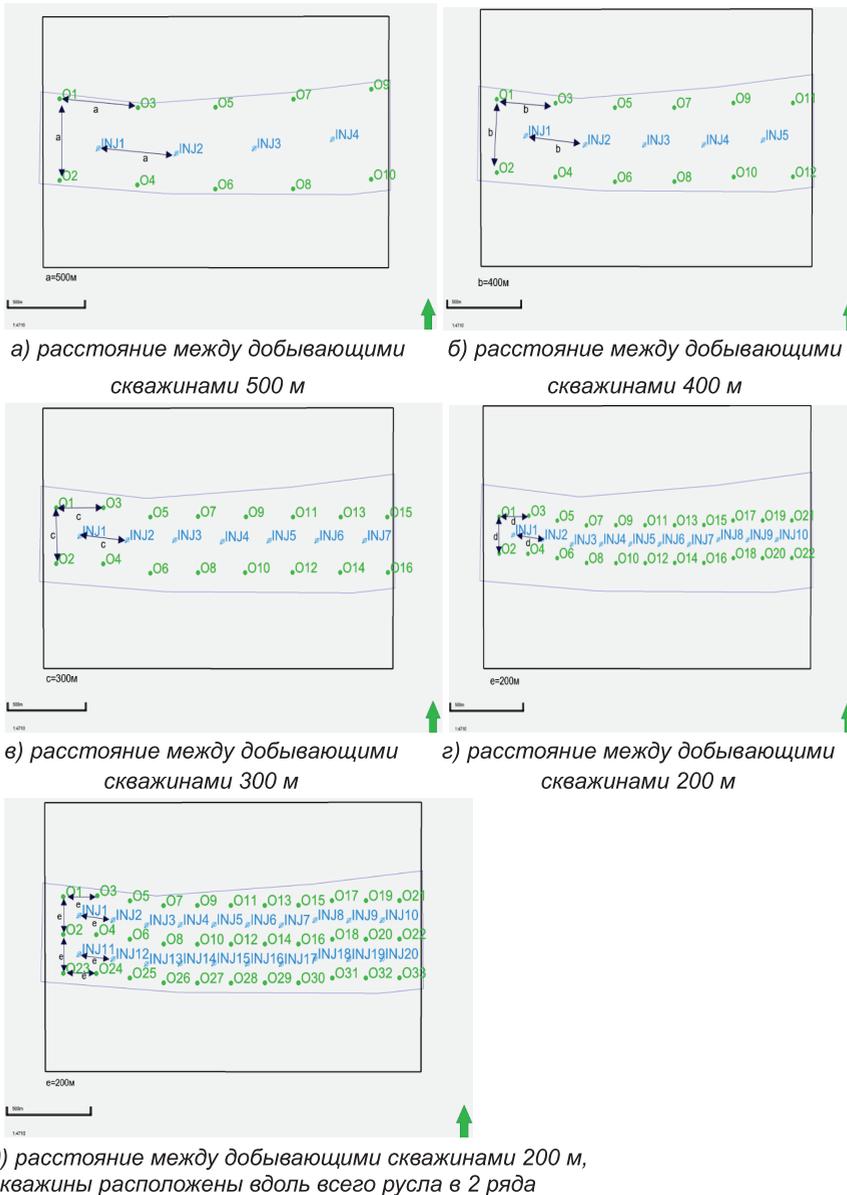


Рисунок 6. Размещение скважин по вариантам

Для всех вариантов задавались одинаковые технологические ограничения: контроль добычи и закачки по забойному давлению, условие 100% компенсации отборов жидкости закачкой воды, расчет каждого варианта продолжался до достижения предельной обводненности 95% или минимального дебита нефти 0,3 т/сут.

В качестве основных анализируемых технологических параметров рассматривались значения КИН (при 95% обводненности), время разработки (достижения предельной обводненности).

Результаты расчетов по вариантам представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты расчетов по вариантам

| Межскважинное расстояние, м | Накопленная добыча нефти, т | Предельная обводненность, % | КИН, д.ед. | Время разработки, лет |
|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------|-----------------------|
| 200 | 2 816 021 | 95 | 0,51 | 18 |
| 300 | 2 920 548 | 95 | 0,53 | 16 |
| 400 | 3 026 817 | 95 | 0,55 | 19 |
| 500 | 3 175 137 | 95 | 0,58 | 30 |
| 200_2 | 2 824 218 | 95 | 0,52 | 16 |

В ходе расчетов установлено, что более редкая сетка скважин имеет преимущества по сравнению с более плотной. Так, накопленная добыча нефти по элементу с ПСС 25 га/скв за расчетный период составила

3 175 тыс. т, когда при ПСС, равной 2 га/скв, накопленная добыча нефти составила 2 816 тыс. т. Показатели разработки по вариантам приведены на рис. 7–9.

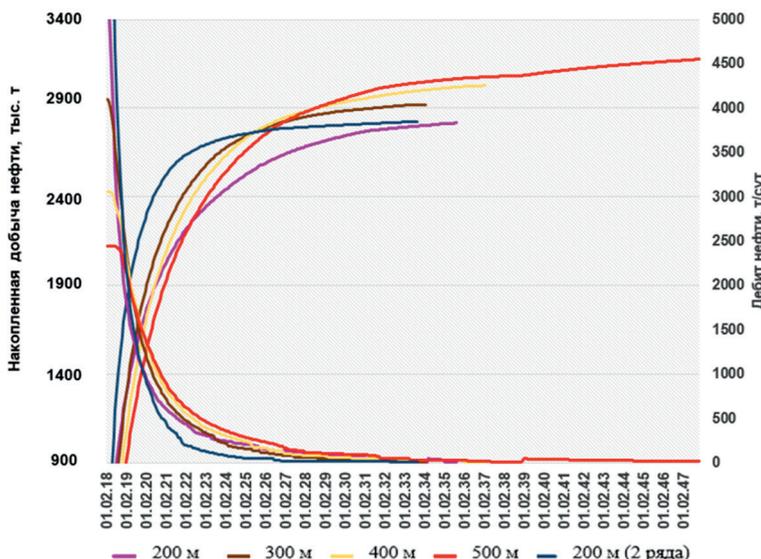


Рисунок 7. Динамика добычи нефти по вариантам разработки русла

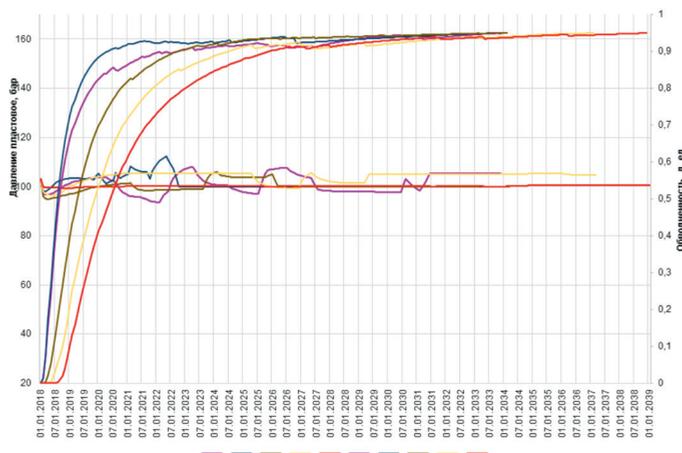


Рисунок 8. Динамика пластового давления и обводненности продукции добычи нефти по вариантам разработки русла

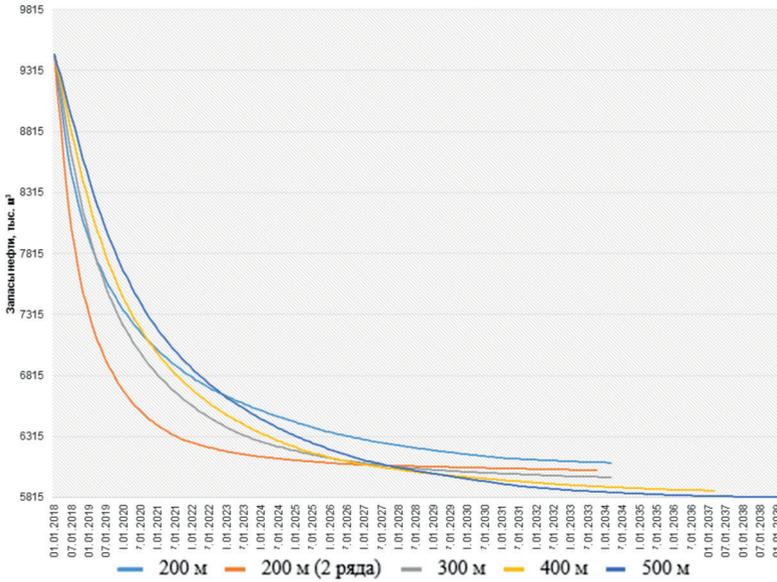


Рисунок 9. Динамика запасов нефти по вариантам разработки русла

Для объяснения данной зависимости обратим внимание на формулу А.П. Крылова [1], где КИН равняется произведению коэффициента охвата вытеснением на коэффициент охвата заводнения и на коэффициент вытеснения:

$$(1) \text{КИН} = K_{\text{ОХВ_ВЫТ}} \times K_{\text{ЗАВ}} \times K_{\text{ВЫТ}}$$

где $K_{\text{ОХВ_ВЫТ}}$ – коэффициент охвата вытеснением, $K_{\text{ЗАВ}}$ – коэффициент заводнения, $K_{\text{ВЫТ}}$ – коэффициент вытеснения.

Коэффициент извлечения нефти определяется из модели, коэффициент вытеснения ($K_{\text{ВЫТ}}$) определяется экспери-

ментально на образцах керна, коэффициент заводнения и коэффициент охвата вытеснением определяются косвенными методами.

Для оценки текущего коэффициента заводнения методом «обратного расчета», путем построения карт в симуляторе tNavigator определены доли участия коэффициента заводнения и коэффициента охвата. Коэффициент заводнения может быть определен как отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью [2]:

$$K_{\text{ЗАВ}} = \frac{\text{ПЗН}_{\text{нач}} - \text{ПЗН}_{\text{тек}}}{\text{ПЗН}_{\text{нач}}}$$

Коэффициент заводнения был рассчитан обратным путем для обоснования полученных показателей коэффициента извлечения нефти.

Для вычисления коэффициента охвата вытеснением методика «обратного счета» неприменима. Показатели коэффициента заводнения по вариантам представлены на рис. 10.

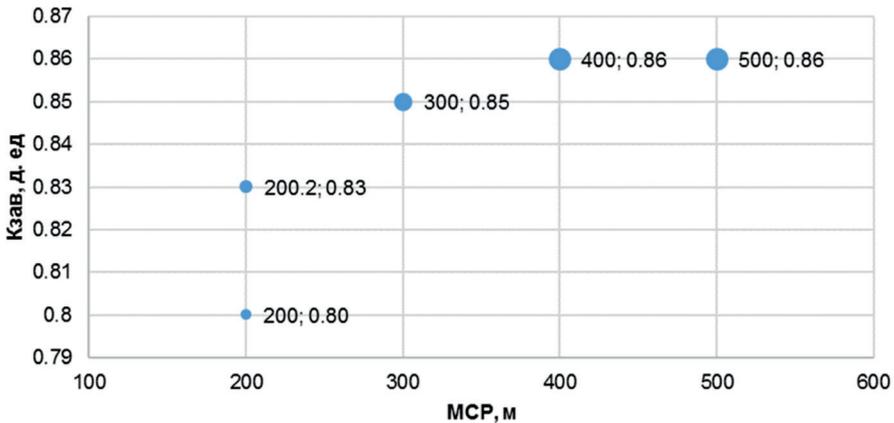


Рисунок 10. Зависимость коэффициента заводнения от расстояния между добывающими скважинами и нагнетательными скважинами

Коэффициент заводнения учитывает технико-экономические ограничения на добычу подвижных дренируемых запасов: отключение скважин при достижении предельно допустимых значений обводненности, газового фактора или минимального дебита скважин по нефти. Он зависит от неоднородности пласта и его проницае-

мости, от относительной вязкости нефти и других параметров. Влияние проницаемости учитывает изменения средней проводимости коллектора между добывающими и нагнетательными скважинами. В этой связи рекомендуется разряжение ПСС на анализируемом участке.

Этап 2. Адаптация секторов на историю добычи по русловым участкам.

Общий фонд скважин участка № 1–4 составляет 57 ед. Накопленная добыча нефти по сектору на 01.02.2020 г. составляет 3233 тыс. т нефти, из которых 2548 тыс. т нефти приходится на скважины в русловой зоне.

Общий фонд скважин участка № 1–7 составляет 221 ед. Накопленная добыча нефти по сектору на 01.02.2020 г. составляет 9781 тыс. т нефти, из которых 5827 тыс. т нефти приходится на скважины в русловой зоне.

Контрольным параметром расчетов для обоих участков является дебит жидкости. Отклонение расчетной накопленной добычи нефти от исторической в обоих руслах с начала разработки по 2020 г. составляет около 1%. Качество адаптации представлено на рис. 11–14.

Действующий фонд скважин в русловой зоне участка № 1–4 по состоянию на 01.02.2020 г. составляет 14 ед., а по участку № 1–7 – 41 ед.

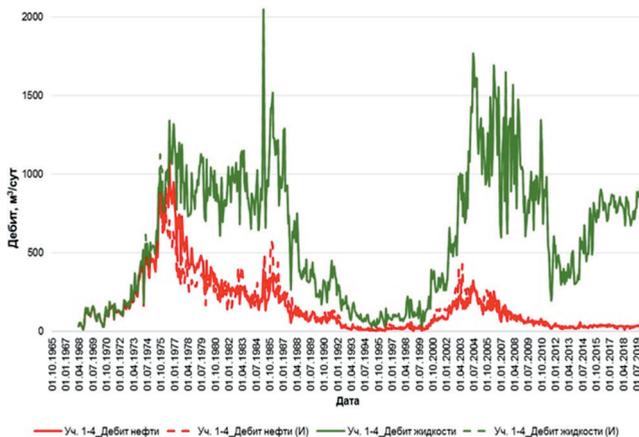


Рисунок 11. Адаптация дебита нефти и жидкости участка №1–4

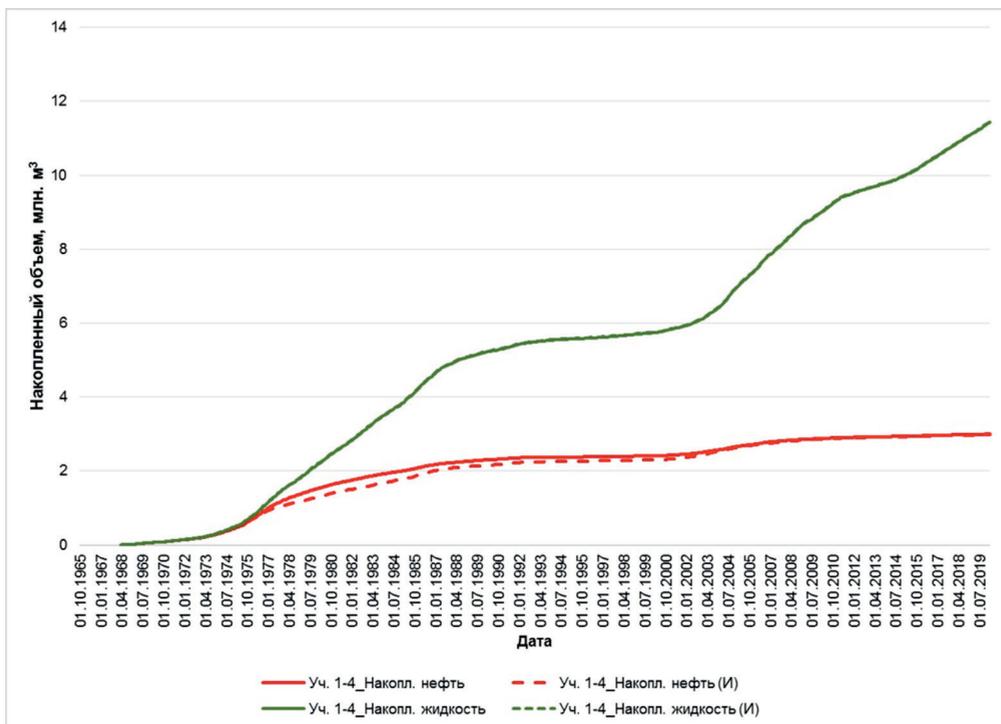


Рисунок 12. Адаптация накопленной добычи нефти и жидкости участка №1–4

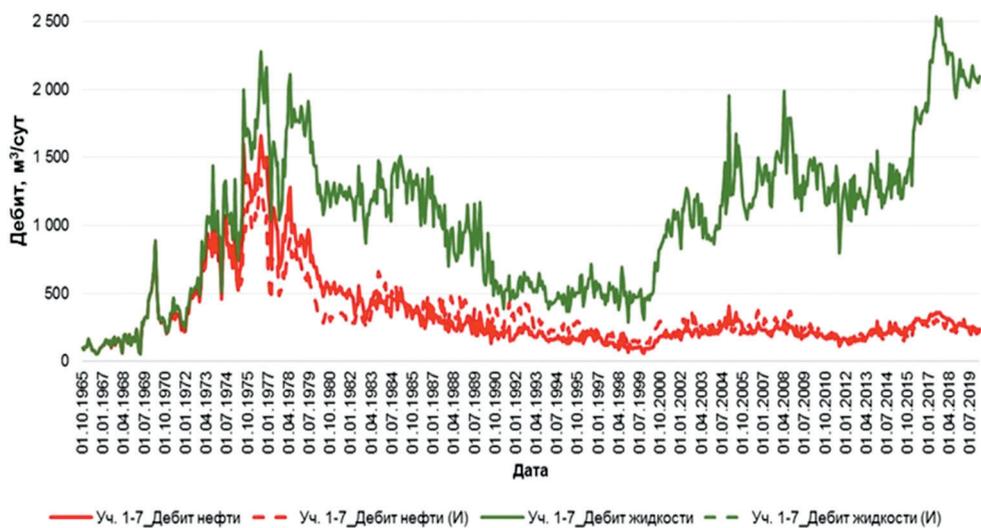


Рисунок 13. Адаптация дебита нефти и жидкости участка №1–7

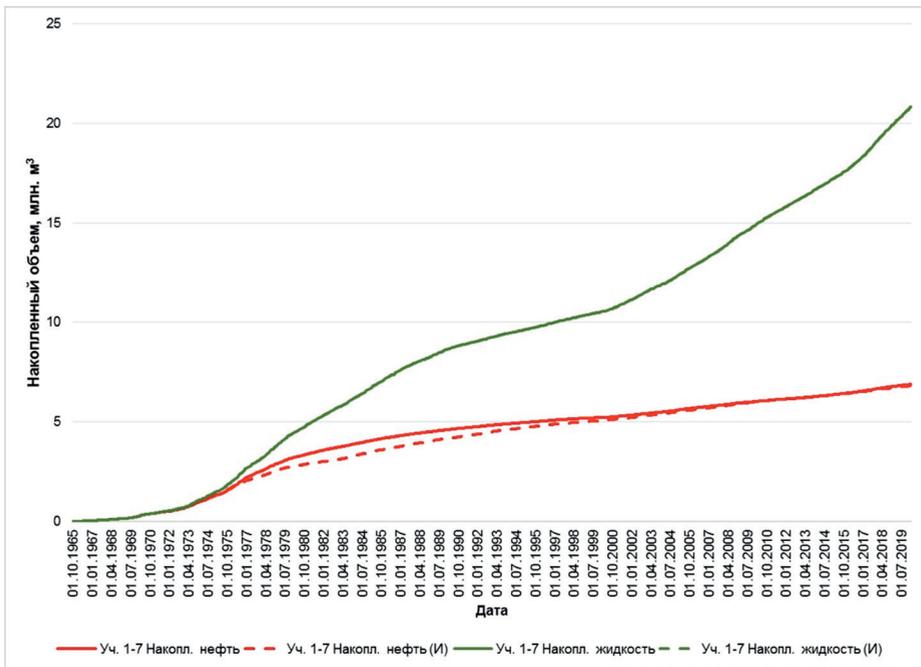


Рисунок 14. Адаптация накопленной добычи нефти и жидкости участка №1–7

Прогнозные показатели по участкам

Расчет прогнозных показателей произведен на 5 лет. Рассчитано по 2 варианта по каждому участку: базовый с текущим состоянием разработки и фондом скважин по состоянию на 01.01.2020 г. и вариант с отключением ряда высокообводненных (нерентабельных скважин) с оптимизацией оставшегося фонда. Предлагаемые к отключению 8 скважин по участку № 1–4 и

10 скважин по участку № 1–7 представлены на рис. 14

При базовом варианте контроль осуществлялся по данным забойного давления на начало прогноза. При втором варианте скважины запускались на минимально допустимых забойных давлениях.

Расчетные показатели русловых зон по участкам приведены в табл. 4.

Таблица 4. Расчетные показатели по вариантам для участков № 1–4 и № 1–7

| Участок | Фонд скважин | | | Добыча нефти, тыс. т | | | Добыча жидкости, тыс. м³ | | | ПСС, га/скв | | |
|---------|--------------|-----|-----|----------------------|-----|----|--------------------------|-----|-----|-------------|------|-----|
| | База | В-1 | ± | База | В-1 | ± | База | В-1 | ± | База | В-1 | ± |
| № 1–4 | 14 | 6 | -8 | 28 | 21 | -8 | 155 | 68 | -87 | 7,1 | 16,5 | 9,4 |
| № 1–7 | 41 | 31 | -10 | 253 | 304 | 51 | 352 | 387 | 35 | 8,2 | 10,8 | 2,6 |

На участке № 1–4 в русловой зоне расположено 12 добывающих скважин и 2 нагнетательные скважины. Текущая ПСС – 7 га/скв. К остановке предлагается 6 скважин с суммарным дебитом нефти 8 т/сут, а также 2 нагнетательные скважины. Остальные скважины выводятся на потенциальный режим работы. ПСС после отключений скважин составит 16,5 га/скв.

На участке № 1–7 в русловой зоне расположено 34 добывающие скважины

(из них 2 скважины оборудованы электроцентробежными насосами) и 7 нагнетательных скважин. Текущая ПСС – 8,2 га/скв. К остановке предлагается 10 скважин. Остальные скважины выводятся на потенциальный режим работы. ПСС после отключений скважин составит 10,8 га/скв.

Как мы видим из табл. 3, после разрежения ПСС не наблюдается значительных потерь нефти.

Анализ полученных результатов и выводы

В русловых песчаниках зависимость КИН не соответствует традиционным представлениям, согласно которым увеличение ПСС (уменьшение межскважинного расстояния) приводит к увеличению конечного КИН. На высокопроницаемых коллекторах руслового типа наблюдается обратная зависимость – увеличение ПСС уменьшает конечный КИН по объекту разработки в связи с ранним прорывом попутно добываемой воды.

Важным фактором в выборе оптимальной ПСС является время выработки запасов, т.е. достижение предельной обводненности или газового фактора: чем больше число скважин, тем меньшее время разработки требуется.

Для анализируемого участка русла месторождения Узень оптимальной плотностью сетки скважин является 20–25 га/скв.

Согласно прогнозным расчетам на адаптированных секторных моделях участков № 1–4 и № 1–7 рекомендовано сохранить целевой уровень добычи нефти за счет отключения высокообводненных (нерентабельных скважин) путем оптимизации работы оставшегося фонда.

В русловых песчаниках 13 горизонтов месторождения Узень рекомендуется разуплотнение сетки скважин (с 10–16 до 20–25 га) с учетом экономической целесообразности.

Список использованной литературы

1. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – Изд. Фэн АН РТ, Альметьевск, 2010 г., 325 стр.
2. Кашик А.С., Костюченко С.В. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. – Материалы Межд. Технологического симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи», Академия народного хозяйства при Правительстве РФ, М., 2006.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА АРНАЛЫҚ ҚҰМТАСТАРДАҒЫ ҰҢҒЫМАЛАР ТОРЫНЫҢ ОҢТАЙЛЫ ТЫҒЫЗДЫҒЫН ТАҢДАУ

А.В. Свешников, А.К. Қасенов, А.Т. Жолдыбаева, А.Е. Ибраев

Қазақстандағы мұнай кен орындарының көпшілігі игерудің соңғы сатысында. Осыған қарамастан, кен орындарында жаңа ұңғымаларды бұрғылау жұмыстары жалғасуда (жыл сайын «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ ~ 500 ұңғыма), ол кен орындарында ұңғымалар торының белгілі бір тығыздығын қалыптастырады.

Осы мақала арналық құмтастардағы мұнай алу коэффициентіне (бұдан әрі-МАК) ұңғымалар торы тығыздығының әсер етуіне арналған. Ұңғымалар торы тығыздығының (бұдан әрі – ҰТТ) мұнай алу коэффициентіне (бұдан әрі – МАК) әсер ету мәселесі мұнай өндіру деңгейін болжау кезінде жиі зерттелетін және талқыланатын мәселелердің бірі болып табылады. Осы тақырып бойынша қолданыстағы ғылыми жұмыстарды зерттеу барысында мұнай алу коэффициентінің ұңғымалар торы тығыздығына әмбебап тәуелділігі жоқ екендігі туралы түсінік пайда болады. Бүгінгі таңда кен орнын игеруді жобалау кезінде гидродинамикалық модельдеу (бұдан әрі – ГДМ) негізінде геологиялық құрылымның барлық аспектілерін ескере отырып, ұңғымалардың орналасуының оңтайлы тығыздығын таңдаудың жаңа тәсілдерін іздеу өзекті болып табылады. Берілген мақалада Өзен кен орны горизонтының 13 секторлық моделі мысал ретінде қолданып 2 кезеңдегі арналық құмтастар үшін ұңғымалар торының оңтайлы тығыздығының негіздемесі келтірілген.

Модельдеу нәтижесінде игерудің ағымдағы жағдайына талдау жүргізілді, ҰТТ жоғары мәні бар учаскелер бөлінді, жоғары суланған (рентабельді емес) ұңғымалардың тізімі анықталды, және олардың жұмысын тоқтату ұсынылды.

Талдау нәтижелері бойынша ұңғымалар торын сирету барысында жоғары суланған ұңғымаларды ажырату арқылы қалған қордағы сұйықтықты іріктеп алуды оңтайландыру кезінде мұнай өндірудің базалық деңгейін сақтап қалуға болатындығы анықталды.

Түйінді сөздер: ұңғымалар торының тығыздығы, гидродинамикалық модель, арналық құмтас, мұнай алу коэффициенті.

OPTIMAL WELL SPACING DENSITY IN CHANNEL SANDSTONES IN THE CASE OF OZEN FIELD

A.V. Sveshnikov, A.K. Kasenov, A.T. Zholdybayeva, A.Ye. Ibrayev

Most of Kazakhstan's oil fields are mature ones. However, wells are still drilled in these fields (annually ~ 500 wells in JSC NC "KazMunayGas"). Well drilling forms a certain well spacing density at the fields.

This article is concerned with the influence of well spacing density on the oil recovery factor in channel sandstones. The problem of how well spacing density (WSD) influences oil recovery factor (ORF) is one of the most studied and debated in forecasting oil production levels. In the course of studying existing scientific works on this topic, we understood that there is no uniform function of well spacing density and oil recovery factor. Today, when developing a field, it is relevant to search for new approaches to choose the optimal WSD taking into account all aspects of the geological structure based on hydrodynamic modeling. This article provides verification for the optimal WSD in channel sandstones choosing as an example sector model of horizon 13 of the Ozen field in two stages.

During modeling we analyzed the current conditions of field development, and identified WSD with high values. Then a list of highly watered (unprofitable) wells was identified and recommended for shutdown. According to simulation, it is possible to maintain the base level of oil production by shutting off high water cut wells thereby decreasing well spacing density and optimizing fluid production on the remaining stock.

Key words: well spacing density, hydrodynamic model, channel sandstones, oil recovery factor.

Информация об авторах

Свешников Андрей Владимирович – эксперт по разработке, a.sveshnikov@niikmg.kz.

Касенов Ажжан Кайнуллаевич – канд. техн. наук, директор департамента гидродинамического моделирования, a.kassenov@niikmg.kz.

Жолдыбаева Асель Талгатовна – бакалавр техн. наук, ведущий инженер департамента гидродинамического моделирования, a.zholdybayeva@niikmg.kz.

Ибраев Актан Ермекович – бакалавр техн. наук, ведущий инженер департамента разработки месторождений, a.ibrayev@niikmg.kz.

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

УДК 622.276.43:678

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ МАРКИ ПОЛИМЕРА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Т.С. Рогова, Ю.Э. Ивина, С.В. Макашкин

Целью работы являлся выбор оптимального реагента для реализации полимерного заводнения в конкретных геолого-физических условиях месторождения Западной Сибири. Для этого проводились исследования растворимости полимеров в закачиваемой воде и их реологических свойств в зависимости от скорости сдвига и концентрации полимера при пластовой температуре, определялись динамическая адсорбция полимеров на поверхности пористой среды и коэффициент вытеснения нефти полимерными растворами. Данные работы выполнялись в соответствии со «Стандартом предприятия», разработанным в АО «ВНИИнефть». По результатам проведенных физико-химических и фильтрационных экспериментов выбран образец полимера, характеризующийся наилучшими показателями. Данный образец может быть рекомендован для реализации технологии полимерного заводнения на месторождении Западной Сибири.

Ключевые слова: полимерное заводнение, полиакриламид, растворимость, динамическая вязкость, фильтруемость, адсорбция, десорбция, коэффициент вытеснения.

Условия эффективного применения метода полимерного заводнения весьма различны и во многом зависят от геолого-физических условий конкретного месторождения, а также от характеристик коллектора и физико-химических свойств насыщающих флюидов (нефти и воды).

Полимерные растворы обладают свойством снижать фазовую проницаемость для воды и сохранять ее для нефти. Водный раствор полимера поступает преимущественно в высокопроницаемые пропластки, причем чем выше проницаемость, тем больше поступает в него полимера, и тем значительно повышается фильтрационное сопротивление высокопроницаемых слоев.

Целью проведенных исследований являлся выбор оптимального реагента для реализации полимерного заводнения в конкретных геолого-физических условиях месторождения Западной Сибири, характеризующегося следующими параметрами:

- тип коллектора поровый, терригенный;
- начальная пластовая температура 16 °С;
- проницаемость по газу 1200 мД;
- начальное пластовое давление 7,6–8,8 МПа;
- вязкость нефти в пластовых условиях 104 мПа*с;
- плотность нефти в пластовых условиях 0,92 т/м³;
- минерализация пластовой (подтоварной) воды 16 г/л;

– содержание ионов (Ca²⁺, Mg²⁺) до 0,5 мг/л.

Опыт экспериментальных исследований [1] показывает, что растворимость полимера полиакриламида (далее – ПАА) в пресной воде и вязкость полученных растворов зависят от молекулярной массы (далее – ММ) полимера: чем меньше ММ, тем лучше растворимость и ниже вязкость получаемых растворов. Однако при увеличении минерализации воды происходит разрушение структуры раствора (молекул), и вязкость раствора может уменьшаться в несколько раз, поэтому в случае высокой минерализации воды концентрация полимера в растворе должна быть в 2–3 раза выше.

С другой стороны, в случае высокой молекулярной массы полимера могут возникнуть проблемы с растворимостью полимера в воде и фильтрующей способностью раствора реагента, например, закупоривание пор коллектора и снижение проницаемости. Кроме того, полимеры с повышенной ММ характеризуются чувствительностью к различным видам деструкции: механической, термической и окислительной, поэтому необходим подбор оптимальной молекулярной массы полимера.

Растворимость в воде полимеров акриламида также зависит от степени гидролиза. Негидролизованый ПАА не растворяется в воде и, соответственно,

не обладает способностью значительно повышать вязкость воды. С другой стороны, высокогидролизированный ПАА (степень гидролиза выше 35%) также нежелателен по той причине, что будет осаждаться ионами поливалентных металлов кальция и магния, содержащихся в пластовой воде. Также известно, что термостабильность ПАА в значительной степени зависит от степени гидролиза: при значениях анионности выше 25% моль термостабильность резко снижается, что важно в условиях месторождений Западной Сибири.

Таким образом, исходя из вышесказанного, полимеры полиакриламида, рекомендуемые для технологий увеличения нефтеотдачи пластов, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- молекулярная масса 10–25 млн дальтон;
- степень гидролиза 15–35%;
- товарная форма – порошок;
- содержание основного вещества не менее 80%.

Согласно разработанным требованиям были подобраны образцы полиакриламида (ПАА) различных марок российского и импортного производства, для которых проводились следующие виды работ:

- исследование растворимости полимеров в закачиваемой воде;
- исследование реологических свойств полимеров в зависимости от скорости сдвига и концентрации полимера при пластовой температуре;

- определение динамической адсорбции полимеров на поверхности пористой среды;

- определение коэффициента довытеснения нефти полимерными растворами.

Эксперименты проводились по методикам, описанным в стандартах [2, 3, 4].

В свободном объеме проведены исследования 14 марок ПАА. Было определено время растворения полимеров в закачиваемой воде с минерализацией 16 г/л в стандартных условиях при температуре 25°С, концентрация полимера в растворе составляла 5000 ppm (0,5% масс.) по товарному продукту.

Результаты определения растворимости полимеров в закачиваемой воде представлены в табл. 1. Как видно из приведенных данных, все исследуемые образцы полимера, кроме образца №5, полностью растворимы в закачиваемой воде. Время растворения составляло от 90 до 240 мин.

Определение динамической вязкости растворов полимеров различных марок проводилось на ротационном вискозиметре марки Brookfield PVS при пластовой температуре 16°С, скорости сдвига от 0,3 до 100 с⁻¹, концентрация полимеров изменялась в диапазоне 0,1–0,2% масс. по товарному продукту.

В табл. 2 представлены обобщенные результаты измерения вязкости растворов полимеров различных марок при скоростях сдвига 1,8 и 7,3 с⁻¹, соответствующих линейным скоростям фильтрации, соот-

Таблица 1. Время растворения образцов полиакриламида различных марок в закачиваемой воде с минерализацией 16 г/л

| № образца ПАА | Время растворения, мин |
|---------------|---|
| 1 | 100 |
| 2 | 120 |
| 3 | 90 |
| 4 | 125 |
| 5 | более 360 (на дне наблюдается нерастворимый осадок) |
| 6 | 240 |
| 7 | 220 |
| 8 | 140 |
| 9 | 140 |
| 10 | 90 |
| 11 | 150 |
| 12 | 100 |
| 13 | 120 |
| 14 | 120 |

ветственно, 0,87 и 3,55 м/сут, при концентрации полимера 0,1; 0,15 и 0,2% масс. по товарной форме при пластовой температуре 16°C.

Исходя из опыта проведения полимерного заводнения, вязкость полимерного раствора при линейной скорости фильтрации 1 м/сут в пластовых условиях для конкретного месторождения должна быть не более, чем в 2 раза меньше вязкости вытесняемой нефти и составлять порядка 70 мПа*с. На основании результатов лабораторных исследований реологических характеристик полимерных растворов наименьшая концентрация полимера в растворе, необходимая для получения целевой вязкости в 70 мПа*с, наблюдается на полимерах следующих марок:

образец №9 – 69,8 мПа*с;

образец №14 – 70 мПа*с.

Эти два полимера-финалиста с концентрацией в растворе 0,15% масс. были выбраны для последующих экспериментов. Кроме того, было принято решение исследовать доступный и дешевый ПАА №1, для которого целевая вязкость достигается при концентрации 0,19% масс.

Для выбранных марок полиакриламида была определена фильтруемость растворов – характеристика, показывающая отношение времени истечения определенного объема раствора полимера ко времени истечения такого же объема воды. На рис. 1 представлена кинетика фильтрации закачиваемой воды и растворов выбранных марок образцов полимера.

Таблица 2. Реология растворов полимеров, приготовленных на пластовой воде (16 г/л), при температуре 16°C

| № образца ПАА | Вязкость при скорости сдвига 0,87 м/сут (1,8 с ⁻¹) , мПа*с | | | Вязкость при скорости сдвига 3,55 м/сут (7,3 с ⁻¹) , мПа*с | | |
|------------------|---|------|------|---|------|------|
| | Концентрация полимера, % масс | | | Концентрация полимера, % масс | | |
| | 0,1 | 0,15 | 0,2 | 0,1 | 0,15 | 0,2 |
| 1 | 14,8 | 34 | 78 | 13,2 | 24,5 | 48,3 |
| 2 | 10 | 18 | 34 | 9,5 | 15,5 | 24,5 |
| 3 | 6,9 | 8,2 | 12,8 | - | - | - |
| 4 | 16,4 | 44,0 | 73,5 | 13,0 | 25,0 | 42,0 |
| 5 | - | 22,6 | 42 | - | 17 | 30,5 |
| 6 | - | 26 | 50 | - | 19,5 | 32,5 |
| 7 | - | 12,0 | 23,6 | - | 11,5 | - |
| 8 | - | 34,6 | 56,8 | - | 23,2 | - |
| 9 | 14,5 | 69,8 | 92 | 13,5 | 34,5 | 54 |
| 10 | 8 | 12 | 18 | 6,5 | 11,5 | 16 |
| 11 | 14 | 28,0 | 70,3 | 12,5 | 23,6 | 43,5 |
| 12 | 11,5 | 24,5 | 50 | 10,5 | 21 | 35,5 |
| 13 | 22 | 52 | 102 | 17,8 | 35 | 57,5 |
| 14 | 24 | 70 | 96 | 17,5 | 40 | 53 |

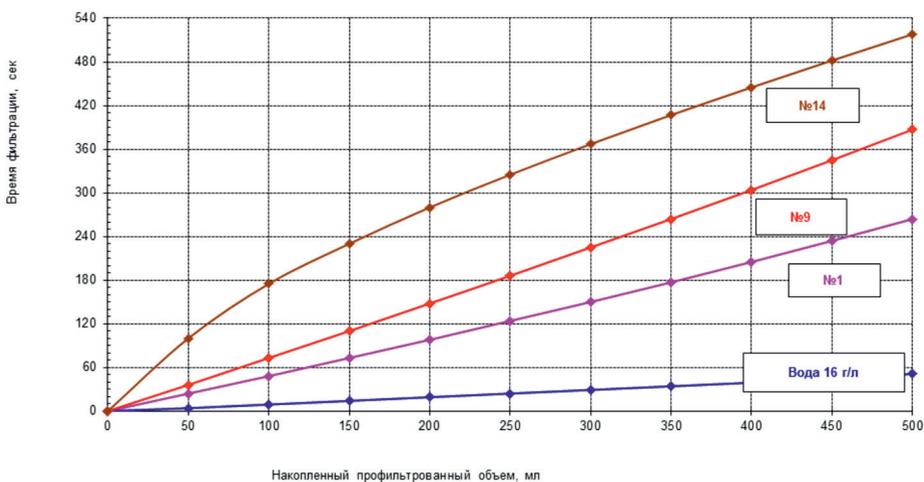


Рисунок 1. Кинетика фильтрации закачиваемой воды и растворов ПАА

Как видно из рисунка, время истечения раствора образца полимера №1 составляет 264 сек, №9 – 388 сек, №14 – 518 сек. Таким образом, фильтруемость полимерных растворов составила:

- для 0,19% раствора образца №1 – 5,2 ед.;
- для 0,15% раствора образца №9 – 7,6 ед.;
- для 0,15% раствора образца №14 – 10,2 ед.

Адсорбция полимеров из растворов в пористой среде является одним из важнейших показателей эффективности их применения для повышения нефтеотдачи. Различают статическую и динамическую адсорбцию.

Для определения статической адсорбции в колбы с навесками дезинтегри-

рованной породы массой 10,0 г наливают по 30,0 г растворов полимера различной концентрации и выдерживают в течение двух суток при пластовой температуре в термостате, при периодическом встряхивании для достижения адсорбционного равновесия.

Затем растворы декантируют и центрифугируют 20–30 мин при скорости вращения 6000–7000 об/мин, и фотометрическим методом определяется равновесная концентрация полимера в растворе после адсорбции. По полученным данным строится график изотермы адсорбции $A = f(C)$, из которого определяется величина предельной статической адсорбции. На рис. 2 представлены результаты определения статической адсорбции для образца полимера №1.

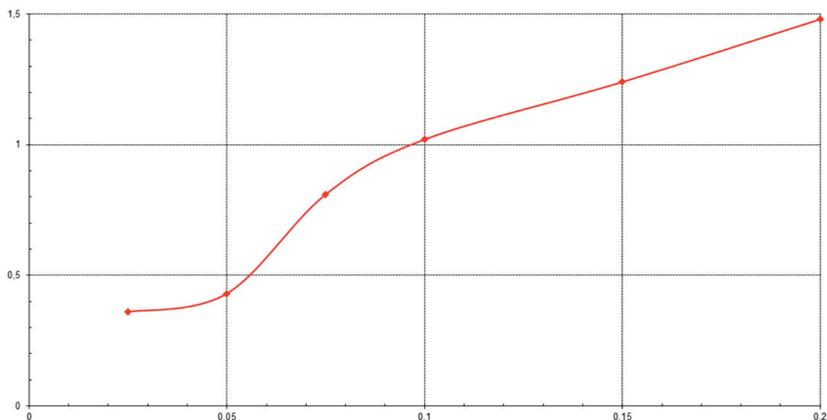


Рисунок 2. Изотерма адсорбции образца полимера №1

Далее с растворами на основе выбранных образцов полимеров были проведены фильтрационные эксперименты на насыпных моделях пласта по определению динамической адсорбции полимера и коэффициента довытеснения нефти водными растворами ПАА. Эксперименты по фильтрации проводились на специальной фильтрационной установке фирмы Core Laboratories, которая предназначена для изучения на насыпных моделях

пласта или ядрах нефтеснабжающих и фильтрационных характеристик различных флюидов в условиях, близких к пластовым.

Фильтрационные эксперименты проводились при следующих пластовых условиях:

$$P = 7,8 \text{ МПа,}$$

$$T = 16^\circ\text{C.}$$

Исследования по определению динамической адсорбции полимера №1 проводились на водонасыщенных насыпных моделях пласта со следующими параметрами (табл. 3).

Таблица 3. Параметры модели пористой среды, используемой в эксперименте по определению динамической адсорбции полимера №1

| № модели | Размеры модели | | Проницаемость по газу, мД | Проницаемость по воде, мД | Пористость, % | Объем пор, см ³ | Нач. нефтенасыщенность, д. ед. |
|----------|----------------|-----------|---------------------------|---------------------------|---------------|----------------------------|--------------------------------|
| | диаметр, мм | длина, мм | | | | | |
| 2 | 30 | 250 | 1074 | 319 | 33,3 | 58,8 | - |

В ходе проведения эксперимента полимерный раствор пропускали через насыщенную минерализованной водой насыпную модель со скоростью закачки 1,0 м/сут при непрерывном отборе проб выходящей продукции. Концентрация полимера в пробах после прохождения пористой среды определялась фотометрическим методом в соответствии с методикой, предлагаемой в API RP 63 [5], по «методу отбеливания» с гипохлоритом натрия. Когда концентрация полимера в вышедшей продукции становилась равной исходной, закачка полимерного раствора прекращалась, и рассчитывалась предельная адсорбция полимера на пористой среде. Степень удержания полимера на породе (предельная

динамическая адсорбция) определялась по разности количества полимера, вошедшего и вышедшего из модели пласта.

На втором этапе эксперимента в модель пласта закачивалась вода до тех пор, пока в выходящей продукции содержание полимера не снижалось до следовых количеств. На этом закачка воды прекращалась, и рассчитывалась предельная десорбция полимера.

На рис. 3 представлен график зависимости концентрации полимера в выходящей из модели пористой среды продукции и градиента давления от объема прокачки раствора образца полимера №1 и минерализованной воды.

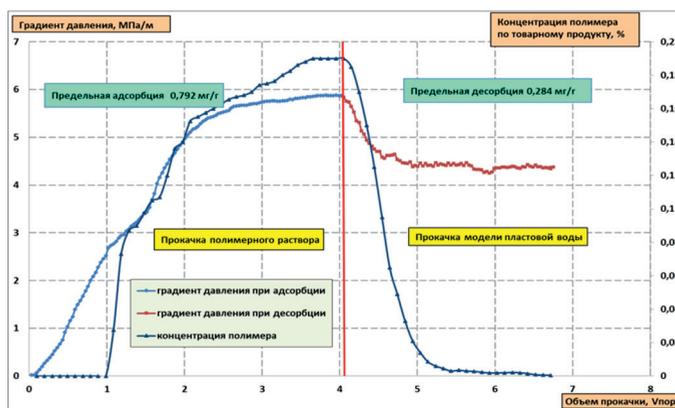


Рисунок 3. Зависимость концентрации полимера в выходящей из модели пористой среды продукции и градиента давления от объема прокачки раствора образца полимера №1 и минерализованной воды

Как видно из рис. 3, начало выхода полимера наблюдалось при прокачке более $1,0 V_{\text{пор}}$ полимерного раствора, в последующих пробах концентрация полимера возрастала, и при достижении объема прокачки, равного $3,75 V_{\text{пор}}$, концентрация полимера в вышедшей продукции равнялась исходной. На этом закачка полимерного раствора прекращалась, и рассчитывалась предельная адсорбция полимера на пористой среде, которая составила $0,792 \text{ мг/г}$. Следует отметить, что процесс закачки полимерного раствора характеризовался равномерным повышением градиента давления (до $5,8 \text{ МПа}$).

На втором этапе эксперимента при прокачке в модель пласта $0,3 V_{\text{пор}}$ минерализованной воды в отобранных пробах наблюдалось резкое снижение концентрации полимера. При достижении объема прокачки воды, равного $1,6 V_{\text{пор}}$, содержание полимера в вышедших пробах составляло менее $0,002\%$. Дополнительно было прокачено $1,2 V_{\text{пор}}$ модели пластовой воды, при этом на выходе в пробах наблюдались следы полимера. На этом закачка воды была прекращена, и рассчитывалась предельная десорбция полимера, которая составила $0,284 \text{ мг/г}$. Процесс закачки пластовой воды характеризовался понижением градиента давления с $5,8 \text{ МПа}$ со стабилизацией в районе $4,3 \text{ МПа}$.

Таблица 4. Параметры модели пористой среды, используемой в эксперименте по исследованию процесса вытеснения нефти полимерным раствором

| № модели | Размеры модели | | Проницаемость по газу, мД | Проницаемость по воде, мД | Пористость, % | Объем пор, см ³ | Нач. нефтенасыщенность, д. ед. |
|----------|----------------|-----------|---------------------------|---------------------------|---------------|----------------------------|--------------------------------|
| | диаметр, мм | длина, мм | | | | | |
| 3 | 30 | 250 | 1030 | 317 | 29,7 | 52,5 | 39,4 |

На рис. 4 представлен график зависимости коэффициента вытеснения, обводненности и градиента давления от объема прокачки модели пластовой воды и полимерного раствора образца №1.

Как видно из рис. 4, прорыв воды наблюдался при прокачке $0,18 V_{\text{пор}}$ воды, после чего наблюдалось резкое увеличение обводненности продукции: при достижении объема прокачки, равного $0,69 V_{\text{пор}}$, она составила $97,5\%$. Обводненность 100% была достигнута при суммарной прокачке $2,52 V_{\text{пор}}$ воды. В ходе проведения заводнения наблюдался рост Квыт. до $0,502 \text{ д. ед.}$ и снижение градиента давления с $0,1876$ до $0,0316 \text{ МПа/м}$. Чтобы удостовериться в завершении

Для полимерного раствора на основе образца №14 предельная адсорбция на породе составила $0,8606 \text{ мг/г}$, предельная десорбция полимера на породе – $0,4557 \text{ мг/г}$; для полимерного раствора на основе образца №9 адсорбция на породе составила $1,56 \text{ мг/г}$, что свидетельствует о его высокой адсорбционной способности. В связи с тем, что при прокачке более $7,5 V_{\text{пор}}$ полимерного раствора через насыпную модель пласта не была достигнута предельная адсорбция, а сам процесс закачки полимерного раствора характеризовался нестабильностью давления и концентрации полимера на выходе из модели, эксперимент по исследованию десорбции для данного образца не проводился, т.к. показатель десорбции в данном случае может быть некорректным.

Далее на насыпных моделях пласта были проведены фильтрационные эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти ($K_{\text{выт.}}$) водными растворами полимера на основе образцов №1, 9 и 14. На первом этапе эксперимента для вытеснения нефти использовалась модель пластовой воды, после проводилась закачка оторочки полимерного раствора.

Для проведения эксперимента по определению коэффициента вытеснения нефти водным раствором образца №1 использовалась насыпная модель со следующими параметрами (табл. 4).

процесса вытеснения нефти водой, было дополнительно прокачено $0,64 V_{\text{пор}}$ модели минерализованной воды, при этом выхода дополнительной нефти не происходило.

На втором этапе эксперимента в модель пласта была закачана оторочка водного раствора образца полимера №1 концентрацией $0,19\%$ масс. по товарному веществу в количестве $0,3 V_{\text{пор}}$ с последующим возобновлением прокачки модели пластовой воды. Этот процесс характеризовался неравномерным повышением градиента давления (от $0,03$ до $1,09 \text{ МПа/м}$), начавшимся при закачке полимера и наблюдавшимся практически до полного прекращения выхода нефти, и одновременным

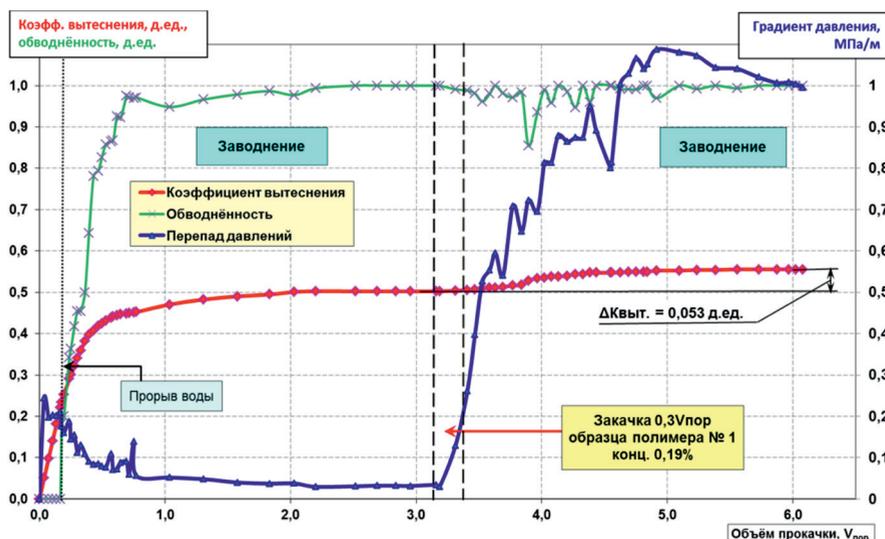


Рисунок 4. Зависимость коэффициента вытеснения, обводненности и градиента давления от объема прокачки модели пластовой воды и полимерного раствора образца №1

изменением обводненности от 85,4 до 96,9%, также происходившим неравномерно за счет перераспределения в пористой среде закачанного полимера. На завершающей стадии эксперимента отмечено незначительное снижение градиента давления (от 1,09 до 1,01 МПа/м) на фоне практически полного прекращения выхода нефти. Обводненность выходящей продукции составила более 99%, что связано, очевидно, с промывом канала в модели. Прирост коэффициента вытеснения ($\Delta K_{\text{выт.}}$) за счет прокачки оторочки раствора образца полимера №1 относительно заводнения составил 0,053 д. ед.

Аналогичным образом были проведены эксперименты с растворами

образцов полимеров №9 (коэффициент вытеснения нефти водой составил 0,502 д. ед. при суммарном объеме прокачки воды 3,13 $V_{\text{пор}}$; прирост коэффициента вытеснения за счет прокачки оторочки раствора полимера относительно заводнения составил 0,012 д. ед.) и №14 (коэффициент вытеснения нефти водой составил 0,502 д. ед. при суммарном объеме прокачки воды 3,15 $V_{\text{пор}}$; прирост коэффициента вытеснения за счет прокачки оторочки раствора полимера относительно заводнения составил 0,033 д. ед.).

Сравнительные характеристики растворов на основе трех выбранных образцов полимера приведены в табл. 5.

Таблица 5. Характеристики растворов на основе образцов полимера

| № | Характеристики | № образца ПАА | | |
|---|--|---------------|-------|-------|
| | | 1 | 9 | 14 |
| 1 | Оптимальная концентрация ПАА для достижения вязкости 70 мПа*с, % масс. по товарному продукту | 0,19 | 0,15 | 0,15 |
| 2 | Фильтруемость 0,15% раствора полимера, ед. | 5,2* | 7,6 | 10,2 |
| 3 | Динамическая адсорбция (предельная) полимера, мг/г | 0,792 | 1,56 | 0,861 |
| 4 | Десорбция полимера, мг/г | 0,284 | -** | 0,456 |
| 5 | Коэффициент довытеснения нефти полимерным раствором, ($\Delta K_{\text{выт.}}$) д. ед. | 0,053 | 0,012 | 0,033 |

* – раствор с концентрацией ПАА 0,19% масс. по товарному продукту

** - при прокачке полимерного раствора через насыпную модель пласта наблюдалась нестабильность давления и концентрации полимера на выходе из модели

Выводы

1. Все исследуемые марки полимера, кроме ПАА №5, полностью растворимы в пластовой воде с минерализацией 16 г/л.
2. Для получения полимерных растворов с вязкостью равной 70 мПа*с в пластовых условиях рекомендуется использовать концентрации 0,15% масс. ПАА №9 и 14 и 0,19% масс. ПАА №1.
3. Наиболее низкая фильтруемость наблюдается у раствора ПАА №1.
4. Определена предельная адсорбция/десорбция полимеров:
 - ПАА №1 – 0,792/0,284 мг/г;
 - ПАА №9 – 1,56/нет данных мг/г;
 - ПАА №14 – 0,861/0,456 мг/г.
5. Прирост коэффициента вытеснения относительно заводнения ($\Delta K_{\text{выт.}}$) за счет про- качки оторочки раствора полимера составил:
 - ПАА №1 – 0,053 д. ед.;
 - ПАА №9 – 0,012 д. ед.;
 - ПАА №14 – 0,033 д. ед.

Таким образом, по результатам проведенных физико-химических и фильтрационных экспериментов наилучшими показателями характеризуется образец полимера №1.

Список использованной литературы

1. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть II. Изучение эффективности полимерного воздействия. – Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2011.
2. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В. и др. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. – М., Недра, 1973, с. 192.
3. Методики тестирования химических реагентов для обработки призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин. Стандарт предприятия ОАО «ВНИИнефть». – М., ОАО «ВНИИнефть», 2013, с. 33.
4. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Стандарт предприятия ОАО «ВНИИнефть». – М., ОАО «ВНИИнефть», 2013, с. 26.
5. API RP 63, Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. STANDARD by American Petroleum Institute, 1 edition, 06/01/1990, p. 95.

БАТЫС СІБІР КЕН ОРНЫНДА ПОЛИМЕРЛІ СУЛАНДЫРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЕНГІЗУ ҮШІН ЗЕРТХАНАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР КЕШЕНІ НЕГІЗІНДЕ ПОЛИМЕРДІҢ ОҢТАЙЛЫ МАРКАСЫН ТАҢДАУ

Т.С. Рогова, Ю.Э. Ивина, С.В. Макаршин

Жұмыстың мақсаты Батыс Сібір кен орнының нақты геологиялық және физикалық жағдайларында полимерлі суландыруды жүзеге асыру үшін оңтайлы реагентті таңдау болды. Ол үшін айдалатын судағы полимерлердің ерігіштігі және олардың реологиялық қасиеттері қабаттық температурада полимердің ығысу жылдамдығы мен концентрациясына байланысты зерттелді, кеуекті орта бетіндегі полимерлердің динамикалық адсорбциясы және полимерлі ерітінділермен мұнайдың ығысуына дейінгі коэффициенті анықталды. Бұл жұмыстар «ВНИИнефть» АҚ-да әзірленген «кәсіпорын стандартына» сәйкес орындалды. Физикалық-химиялық және фильтрациялық эксперименттерінің нәтижелері бойынша ең жақсы көрсеткіштермен сипатталатын полимер үлгісі таңдалды. Бұл үлгіні Батыс Сібір кен орнында полимерлі суландыру технологиясын енгізу үшін ұсынуға болады.

Түйінді сөздер: полимерлі суландыру, полиакриламид, ерігіштігі, динамикалық тұтқырлығы, сүзгіштік, адсорбциясы, десорбциясы, ығысу коэффициенті.

SELECTION OF THE OPTIMAL POLYMER BRAND BASED ON A COMPLEX OF LABORATORY RESEARCHES FOR THE IMPLEMENTATION OF THE POLYMER FILLING TECHNOLOGY AT THE WESTERN SIBERIA FIELD

T.S. Rogova, Y.E. Ivina, S.V. Makarshin

The aim of the work was to select the optimal reagent for the implementation of polymer flooding in the specific geological and physical conditions of the West Siberian field. For this, the solubility of polymers in the injected water and their rheological properties were studied depending on the shear rate and polymer concentration at reservoir temperature, the dynamic adsorption of polymers on the surface of the porous medium and the coefficient of additional oil displacement with polymer solutions were determined. These works were carried out in accordance with the «Enterprise Standard» developed by JSC «VNIIneft». Based on the results of the physicochemical and filtration experiments, a polymer sample with the best performance was selected. This sample can be recommended for the implementation of polymer flooding technology in the Western Siberia field.

Key words: polymer flooding, polyacrylamide, solubility, dynamic viscosity, filterability, adsorption, desorption, displacement efficiency.

Информация об авторах

Рогова Татьяна Сергеевна – канд. техн. наук, заместитель директора, trogova@vniineft.ru

Ивина Юлия Эдуардовна – главный специалист, yivina@vniineft.ru

Макаршин Сергей Валентинович – канд. хим. наук, руководитель направления, smakarshin@vniineft.ru

АО «ВНИИнефть», г. Москва, Россия.

УДК 532.5:519.63

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИОННОГО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Б.Е. Бекбауов, М.М. Темірқас, А.Г. Кучиков

Для принятия решений и обеспечения успешной разработки месторождений нефтесодобывающие компании используют инструменты численного моделирования, в том числе, и гидродинамические симуляторы. Данная работа посвящена разработке гидродинамического симулятора, основанного на новой формулировке дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта, а также его тестированию путём сравнения результатов моделирования традиционного и ASP заводнения с аналогичными результатами широко известных симуляторов.

Ключевые слова: химический композиционный поток, формулировка модели, моделирование пласта, химическое заводнение, повышение нефтеотдачи пластов.

Введение

Разработка месторождений углеводородов представляет собой комплексную задачу, для решения которой требуется привлечение знаний и опыта, накопленных в различных областях науки и инженерной практики. Лабораторные и опытно-промышленные испытания показывают эффективность применения химических методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН), таких как полимерное заводнение, вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), щелочное заводнение и совместное применение щелочи, ПАВ и полимера (ASP заводнение). Химические методы повышения нефтеотдачи имеют высокую эффективность, но они являются дорогостоящими, технически сложными и рискованными. Одним из основных методов обоснованного принятия стратегических, тактических и инвестиционных решений при проектировании химических МУН пластов является моделирование. Разработка оптимальных стратегий повышения нефтеотдачи химического заводнения требует применения гидродинамического симулятора, который включает в себя методы сопряжения геомеханики и потока жидкости наряду с детальным представлением фазовых равновесий и эффектов тепло- и массопереноса. Даже если существуют симуляторы для этих целей, они зависят от производителей и являются дорогими для исследовательских учреждений. Стоимость программного обеспечения, лицензирования и обслуживания составляет десятки тысяч долларов в год. В этой связи разработка программного обеспечения для моделирования пластов является од-

ним из важных направлений в Казахстане на сегодняшний день.

Целью данной работы является разработка и тестирование гидродинамического симулятора под названием KMGESim, основанного на новой формулировке дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта.

Большинство многофазных композиционных моделей, описанных в открытой литературе [1–9], так или иначе ограничены в своей применимости (однокомпонентная модель, равновесный массообмен и отсутствие модели смешения, возникающего при заводнении ПАВ). Математическая формулировка, разработанная в рамках данной работы, является продолжением формулировки модели UTCHEM для использования в исследовании химического заводнения, которая не имеет указанных ограничений. Отметим, что IMPES симулятор химического заводнения UTCHEM был первоначально разработан Поупом и Нельсоном в 1978 г. и постоянно обновлялся с момента его первоначальной разработки. Здесь мы ссылаемся лишь на несколько работ, наиболее тесно связанных с нашими исследованиями [10–12].

Разработаны и опубликованы различные формулировки композиционных моделей [13–29]. Эти формулировки отличаются выбором основных переменных и уравнений и степенью неясности. Вонг и Азиз провели всестороннее исследование наиболее широко используемых формулировок [30].

Основными уравнениями, используемыми в композиционной модели химического заводнения пласта, описывающей

многофазное многокомпонентное течение в проницаемых средах, являются уравнения сохранения массы компонентов, уравнение давления (непрерывности) и уравнение сохранения энергии. Нестационарные члены в уравнениях сохранения массы компонентов, используемых в существующей композиционной модели химического заводнения, учитывают уменьшение объема пор, вызванное адсорбцией. В ходе настоящего исследования было обнаружено, что этот широко используемый подход достаточно подробно оценивает влияние адсорбции на перенос компонента, но не удовлетворяет уравнению сохранения массы компонентов. Уравнение сохранения энергии вовсе не учитывает изменения объема пор вследствие адсорбции. С помощью этих уравнений сохранения массы и энергии в частных производных в качестве основных уравнений было разработано несколько симуляторов для моделирования химических композиционных явлений в нефтяных пластах.

В настоящей работе используется новый подход к моделированию уменьшения объема пор за счет адсорбции, удовлетворяющий уравнению непрерывности. В случаях значительного изменения эффективного размера пор вследствие адсорбции эти усовершенствования важны для корректного моделирования процессов,

происходящих в нефтяных пластах. Предложенная нами формулировка не требует изменений в используемом в настоящее время алгоритме и позволяет применять последовательный подход решения для композиционного моделирования химического заводнения пласта.

Основные допущения, принятые при выводе основных уравнений композиционной модели химического заводнения, таковы: (i) твердая и жидкие фазы слабо сжимаемы; (ii) диффузионный процесс подчиняется закону Фика; (iii) закон Дарси применим; (iv) концепция локального термодинамического равновесия может быть использована; и (v) модель идеального смешения может быть применена.

Новизна исследовательской работы заключается в разработке гидродинамического симулятора процессов повышения нефтеотдачи пластов на основе улучшенной математической формулировки уравнений сохранения массы, давления и энергии для композиционного моделирования химического заводнения пласта.

Для тестирования разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов традиционного и ASP заводнения с аналогичными результатами широко известных гидродинамических симуляторов были выбраны симуляторы ECLIPSE 100 и UTCHEM.

Формулировка композиционной модели химического заводнения пласта

Предположим, что элементарный объём V_b в пористой среде состоит из $n_p + 1$ фаз (n_p жидких фаз и твердой фазы, состоящей из зёрен горных пород или почвы) с n_c химическими компонентами. Известно, что пористость ϕ определяется как объёмная доля проницаемой среды, занимаемая поровым пространством, т.е. объём пор V_p , деленный на общий объём V_b . В нашей модели модифицированная пористость $\tilde{\phi}$ определяется как доля проницаемой среды, занимаемая поровым пространством, оставшимся после адсорбции химических компонентов на поверхности горной породы. Каждая пара (i, α) является составной частью сплошной среды, причем индекс i обозначает компоненты, а α – фазы. Поскольку в процессах, связанных с адсорбцией, локальный перенос и реакция происходят в измененном вследствие адсорбции поровом пространстве, каждая составляющая (i, α) имеет свою объемную долю компонента i в жидкой

фазе α , $c_{i\alpha}$: модифицированную за счет адсорбции. Модифицированная фазовая насыщенность S_α определяется как доля измененного объема пор, занимаемая фазой α . Пусть \tilde{c}_i обозначает общую концентрацию, \tilde{u}_α – барицентрическую скорость фазы α , подобную фазовой скорости по закону Дарси, $\tilde{K}_{i\alpha}$ – модифицированный тензор дисперсии, ρ_i – массовую плотность компонента в единицах массы компонента i на единицу объема компонента i и ρ_{iR} – опорную плотность компонента i при стандартном давлении P_R , которая постоянна для каждого компонента. Общий композиционный баланс в терминах механических переменных, определенных выше, и безразмерной плотности $\rho_i = \rho_i / \rho_{iR}$, выражается следующим уравнением:

где \tilde{k} – тензор проницаемости, $k_{r\alpha}$

$$\frac{\partial(\phi\bar{\rho}_i\tilde{c}_i)}{\partial t} + \nabla \cdot \left[\hat{\phi}\bar{\rho}_i \sum_{\alpha=1}^{n_p} (S_{\alpha}c_{i\alpha}\bar{u}_{\alpha}) \right] - \nabla \cdot \sum_{\alpha=1}^{n_p} [\bar{K}_{i\alpha} \cdot \nabla(\hat{\phi}\bar{\rho}_i S_{\alpha}c_{i\alpha})] = -k_i\phi\bar{\rho}_i\tilde{c}_i + \frac{Q_i}{\rho_{iR}}, \quad i = 1, \dots, n_c. \quad (1)$$

где k_i – постоянная распада или коэффициент скорости реакции в единицах обратного времени, а источниковый член Q_i – скорость закачки/добычи компонента i на общий объем элементарной ячейки, который представляет собой физические источники (скважины).

$$\bar{u}_{\alpha} = -\frac{\bar{k}k_{r\alpha}}{\hat{\phi}S_{\alpha}\mu_{\alpha}} (\nabla p_{\alpha} - \gamma_{\alpha}\nabla z), \quad \alpha = 1, \dots, n_p, \quad (2)$$

относительная фазовая проницаемость жидкой фазы α , μ_{α} – динамическая вязкость жидкой фазы α , p_{α} – давление в жидкой фазе α , γ_{α} – удельный вес жидкой фазы α и z представляет глубину.

Подробности относительно вывода уравнения общего композиционного баланса (1) приведены в нашей предыдущей публикации [31].

Фазовая скорость по закону Дарси равна:

Мы суммируем общие уравнения композиционного баланса (1) по компонентам n_c для получения уравнения непрерывности, или сохранения полной массы. Уравнение непрерывности имеет следующий вид:

$$\phi_R c_t \frac{\partial p_1}{\partial t} + \Delta_t F(\tilde{c}_i) + \nabla \cdot \left\{ \hat{\phi} \sum_{\alpha=1}^{n_p} \left(S_{\alpha} \bar{u}_{\alpha} \sum_{i=1}^{n_c} \bar{\rho}_i c_{i\alpha} \right) \right\} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{Q_i}{\rho_{iR}}, \quad (3)$$

–где мы использовали предположение о том, чистый дисперсионный поток в фазе равен нулю, или

$$\sum_{i=1}^{n_c} \nabla \cdot [\bar{K}_{i\alpha} \cdot \nabla(\hat{\phi}\bar{\rho}_i S_{\alpha}c_{i\alpha})] = 0, \quad \alpha = 1, \dots, n_p, \quad (4)$$

Также в соответствии с определением суммарной реакции мы имеем:

$$\phi \sum_{i=1}^{n_c} (k_i \bar{\rho}_i \tilde{c}_i) = 0, \quad (5)$$

Общая сжимаемость c_t равна:

$$c_t = c_r + [1 + c_r(2p_1 - p_s - p_R)] \sum_{i=1}^{n_c} (c_i^0 \tilde{c}_i), \quad (6)$$

где c_r – сжимаемость породы при определенном давлении, p_s , p_1 – давление водной фазы, а постоянная величина c_i^0 – сжимаемость компонента i .

$$\Delta_t F(\tilde{c}_i) = \phi(p_1 - p_R) \sum_{i=1}^{n_c} \left(c_i^0 \frac{\partial \tilde{c}_i}{\partial t} \right) \quad (7)$$

может рассматриваться при численной реализации как известная функция (типа источника), которая определяется с использованием значений из предыдущего временного шага.

Уравнение для давления получается путем подстановки уравнения закона

$$\begin{aligned} \phi_R c_t \frac{\partial p_1}{\partial t} - \nabla \cdot (\bar{k} \lambda_{rTc} \nabla p_1) \\ = \nabla \cdot \left(\bar{k} \sum_{\alpha=2}^{n_p} \lambda_{rac} \nabla p_{c\alpha 1} \right) - \nabla \cdot \left(\bar{k} \sum_{\alpha=1}^{n_p} (\lambda_{rac} \gamma_\alpha) \nabla z \right) - \Delta_t F(\bar{c}_i) + \sum_{i=1}^{n_c} \frac{Q_i}{\rho_{iR}}, \end{aligned} \quad (8)$$

где

$$\lambda_{rac} = \lambda_{r\alpha} \sum_{i=1}^{n_c} \bar{\rho}_i c_{i\alpha}, \quad \lambda_{r\alpha} = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha}, \quad \alpha = 1, \dots, n_p, \quad (9)$$

а общая относительная мобильность составляет

$$\lambda_{rTc} = \sum_{\alpha=1}^{n_p} \lambda_{r\alpha c}. \quad (10)$$

Уравнение энергетического баланса выводится из предположения, что энергия является функцией только температуры, а поток энергии в водоносном горизонте или пласте происходит только за счет адвекции и теплопроводности. Мы пишем урав-

Дарси (2) в уравнение (3), используя определение капиллярного давления $p_{c\alpha 1} = p_\alpha - p_1$, где $\alpha = 2, \dots, n_p$. Уравнение давления в терминах давления опорной фазы (фаза 1) имеет вид:

нение сохранения энергии в терминах модифицированной пористости $\hat{\phi}$, в отличие от существующей формулировки композиционной модели химического заводнения. Уравнение сохранения энергии имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\hat{\phi} \sum_{\alpha=1}^{n_p} \rho_\alpha S_\alpha C_{V\alpha} + (1 - \hat{\phi}) \rho_s C_s \right] T + \nabla \cdot \left(\hat{\phi} \sum_{\alpha=1}^{n_p} \rho_\alpha S_\alpha C_{p\alpha} \vec{u}_\alpha T - k_T \nabla T \right) = q_c - q_L, \quad (11)$$

где T – температура, $C_{V\alpha}$ и $C_{p\alpha}$ – теплоемкость фазы α при постоянном объеме и давлении соответственно, C_s – теплоемкость твердой фазы, k_T – теплопроводность, q_c – член источника тепла, q_L – потери тепла на кровельную и подошвенную части пласта.

Процедура последовательного решения выполняется в следующем порядке:

1) решение уравнения давления (8) методом сопряженных градиентов с преобусловливанием Якоби;

2) решение системы уравнений сохранения массы компонентов (1) явно относительно общей концентрации каждого компонента (отметим, что данная математическая формулировка уравнений сохранения массы компонентов позволяет применять последовательный подход к решению каждого из этих уравнений отдельно и не-

явно для общей концентрации компонента в жидких фазах, $c_i = \sum_{\alpha=1}^{n_p} (S_\alpha c_{i\alpha})$;

3) решение уравнения сохранения энергии (11) не явно;

4) выполняются «расчеты испарения» для получения фазовых насыщенностей и концентраций компонентов в каждой фазе (линейная изотерма адсорбции, а также изотермы адсорбции Фрейндлиха и Ленгмюра могут быть применены для расчета концентрации адсорбированного компонента \hat{c}_i).

Подходы к моделированию адсорбции, химической реакции, фазового поведения и скважин в настоящем исследовании остаются неизменными по сравнению с исходной моделью UTCHEM, детали которой можно найти в работе [12].

Результаты и обсуждение

Представленный в данной работе композиционный гидродинамический симулятор химического заводнения может быть использован для моделирования и оценки эффективности широкого спектра процессов заводнения нефтяных пластов как в лабораторном, так и в полевом масштабе. Критическим этапом процесса разработки гидродинамического симулятора является оценка того, точно ли он описывает гидродинамические процессы, протекающие в пласте.

Тестирование разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов моделирования традиционного заводнения с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100

В работе исследователей Техасского университета в Остине [32] было замечено, что гидродинамические симуляторы UTCHEM и ECLIPSE 100 имеют схожие результаты для одинаковых входных данных. Поскольку KMGESim использует математическую модель UTCHEM, в рамках данной модели было решено использовать аналогичный подход к апробации результатов. Для проверки достоверности результатов разработанного гидродинамического симулятора проведено сравнение результатов традиционного заводнения с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100.

Была построена модель в декартовой системе координат с сеткой $5 \times 5 \times 1$ (рис. 1), которая имеет 1 нагнетательную скважину и 4 добывающих скважины. В данной модели расстояние от нагнетательной скважины, находящейся в центре модели, до всех добывающих скважин, размещенных по углам модели, является одинаковым. Данные по проницаемости постоянны по каждой из осей и равны 75 mD по осям x и y, 25 mD – по оси z. Пористость также была выбрана постоянной по всему пласту и равна 30%. Начальная водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность равны 22% и 20% соответственно. Исходное значение среднего давления в пласте в обоих симуляторах было взято равным 2000 psi, глубина залегания – 4000 ft. Ко-

эффициент сжимаемости породы и опорное давление равны 5×10^{-6} psi⁻¹ и 2000 psi для обоих симуляторов. Коэффициент сжимаемости воды равен $2,67 \times 10^{-6}$ psi⁻¹, в то время как коэффициент сжимаемости нефти равен $1,6 \times 10^{-5}$ psi⁻¹. Вязкость нефти равна 10 cP.

Числовые значения плотности флюидов не совпадают из-за различия единиц измерений. Для симулятора ECLIPSE 100 данные задаются в системе измерений FIELD, где единица измерения «lbs/ft³», и равны 52 lbs/ft³ для нефти и 64 lbs/ft³ для воды. KMGESim использует метрическую (METRIC) и английскую (ENGLISH) системы единиц измерения. В модели для KMGESim, используемой в этой работе, данные задаются в английской системе единиц измерения. Значение удельного веса или плотности для воды принимается равным 0,444 psi/ft, для нефти – 0,361 psi/ft. Также различия в числовых значениях существуют при вводе данных по закачке воды. Поскольку ECLIPSE 100 использует систему измерений «FIELD», то расход вычисляется в «stb/day».

Вода закачивается в пласт через нагнетательную скважину с постепенно увеличивающейся скоростью закачки. В течение первых 10 дней для ECLIPSE 100 закачка воды в пласт через нагнетательную скважину постепенно увеличивается с 50 до 500 stb/day, а потом нагнетание воды в пласт производится с постоянной скоростью 500 stb/day. В данной модели для симулятора KMGESim дебит скважин измеряется в «ft³/day». Для KMGESim аналогичным образом в течение первых 10 дней нагнетание воды в пласт постепенно увеличивается со значения 280,729 ft³/day до максимального значения 2807,29 ft³/day. Для удобства сравнения результатов было решено моделировать процесс одинаковой продолжительности в течение 1800 дней с помощью обоих симуляторов. В данной модели задается постоянное значение забойного давления в добывающих скважинах, которое в обоих симуляторах имеет единицу измерения «psi». Забойное давление равно 900 psi для 1-й и 4-й скважин и 1000 psi для 2-й и 3-й скважин. Ниже в табл. 1 представлены входные данные.

Таблица 1. Основные входные данные для симуляторов KMGESim и ECLIPSE 100

| Данные\Симулятор | KMGESim | ECLIPSE 100 |
|---|---|---|
| Размер модели | 500 ft × 500 ft × 50 ft | 500 ft × 500 ft × 50 ft |
| Проницаемость | 75 mD, 75 mD, 25 mD по X, Y, Z соответственно | 75 mD, 75 mD, 25 mD по X, Y, Z соответственно |
| Пористость | 30% | 30% |
| Остаточная водонасыщенность | 22% | 22% |
| Остаточная нефтенасыщенность | 20% | 20% |
| Исходное среднее давление пласта | 2000 psi | 2000 psi |
| Глубина залегания пласта | 4000 ft | 4000 ft |
| Вязкость нефти | 10 cP | 10 cP |
| Плотность нефти | 0,361 psi/ft | 52 lbs/ft ³ |
| Плотность воды | 0,444 psi/ft | 64 lbs/ft ³ |
| Расход закачки воды | 2807,29 ft ³ /day | 500 stb/day |
| Забойное давление в начальный момент добычи | 900 psi для 1-й и 4-й скважин 1000 psi для 2-й и 3-й скважин | |
| Продолжительность | 1800 дней | 1800 дней |

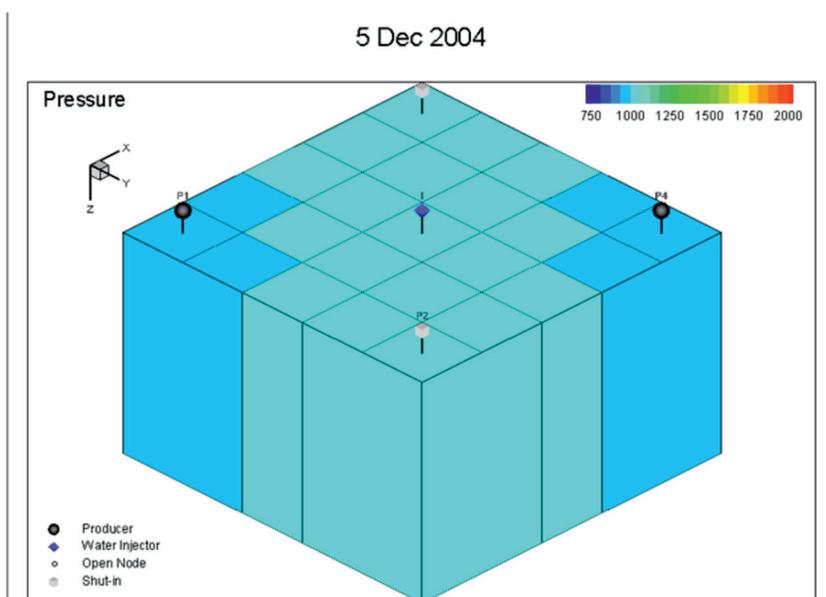


Рисунок 1. Трехмерное представление рассматриваемой области

Динамика изменения основных параметров представлена на рис. 2–5. Расшифровка сокращённых обозначений касательно рисунков ниже показана в табл. 2.

Таблица 2. Расшифровка сокращённых обозначений на графиках

| ECLIPSE 100 | KMGESim | Значение |
|------------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| FPR (Pressure) | PAVE (Average Pressure) | Среднее давление |
| FOPR (Oil Production Rate) | QOP (Oil Production Rate) | Дебит по нефти |
| FOPT (Oil Production Total) | COP (Cumulative Oil Production) | Накопленная добыча нефти |
| FWPR (Water Production Rate) | Q1 (Water Production Rate) | Дебит воды |

Рис. 2 описывает изменение среднего давления в пласте по времени. Результаты расчётов показали, что при значениях вязкости нефти до 2 сР в момент прорыва воды в добывающую скважину кривые среднего давления, полученные с помощью моделирования в ECLIPSE 100 и KMGESim, слегка отдаляются друг от друга.

Данное поведение происходит по причине разницы по устойчивости численных схем, использованных в симуляторах. В ходе исследований была замечена более высокая устойчивость численного решения при моделировании вытеснения высоковязкой нефти с использованием симулятора KMGESim.

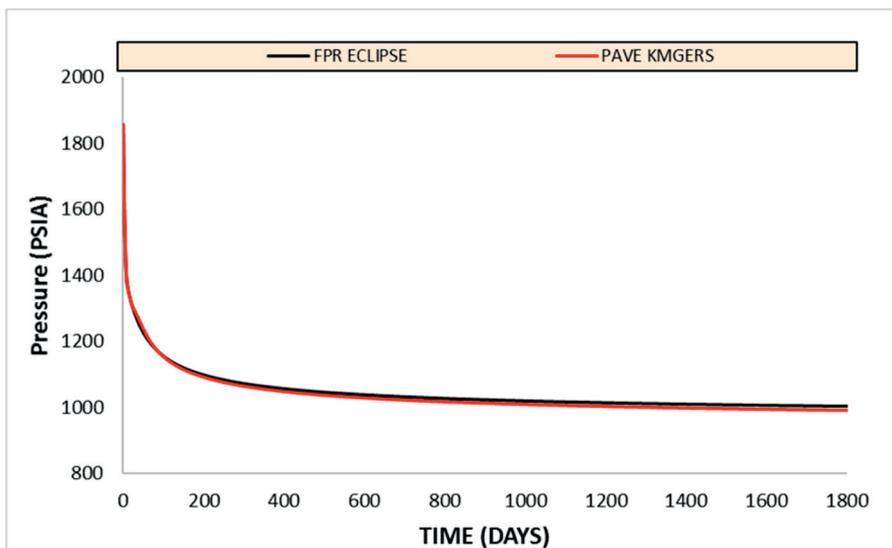


Рисунок 2. Изменение среднего давления по времени

Рис. 3 представляет дебит нефти, уменьшающийся по времени. Отметим, что при значениях вязкости нефти ниже 2 сР может наблюдаться малое различие между кривыми дебита нефти в симуляторах ECLIPSE 100 и KMGESim на стадии прорыва воды, связанное с

вышеописанным поведением среднего давления. За исключением короткого отрезка времени прорыва воды кривые дебита нефти, полученные в результате расчёта применением двух симуляторов, во всех моделях совпадают

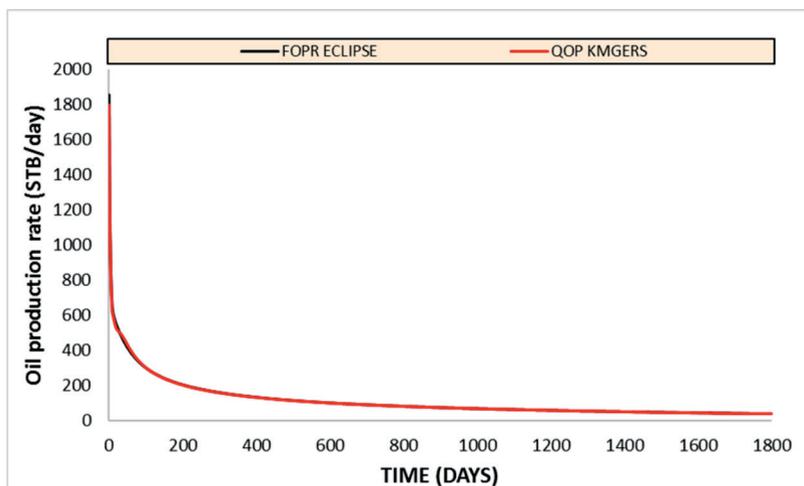


Рисунок 3. Дебит нефти

Рис. 4 показывает изменение общего количества добытой нефти по времени. Как видно из рисунка, на протяжении всего

процесса добычи кривые по суммарному количеству добытой нефти достаточно хорошо совпадают.

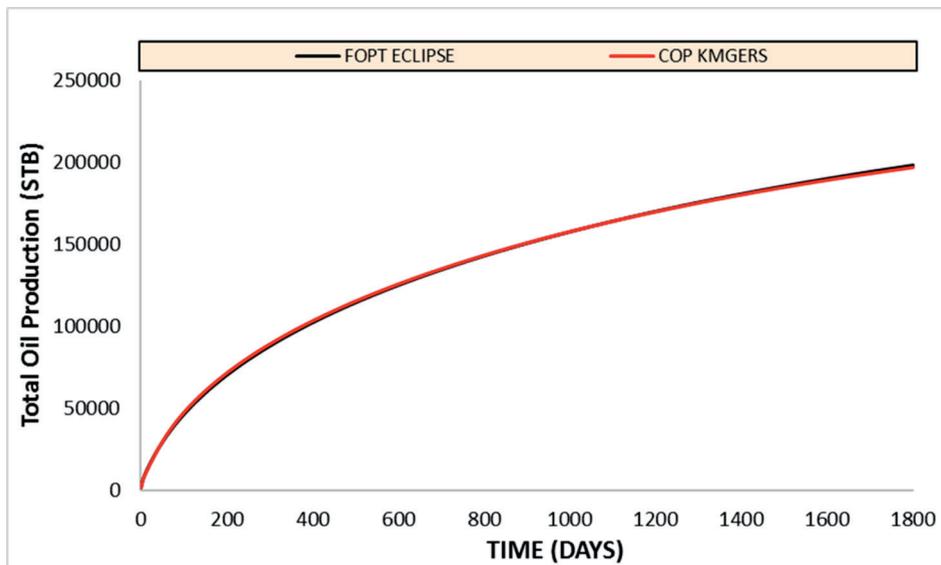


Рисунок 4. Общее количество добытой нефти

Рис. 5 изображает зависимость дебита воды от времени. Согласно результатам расчёта по симулятору KMGESim, развитие обводнённости по

времени с Кривые скорости нагнетания воды (WWIR) и жидкости (Q1) совпадают и идентичны в значениях по результатам обоих симуляторов.

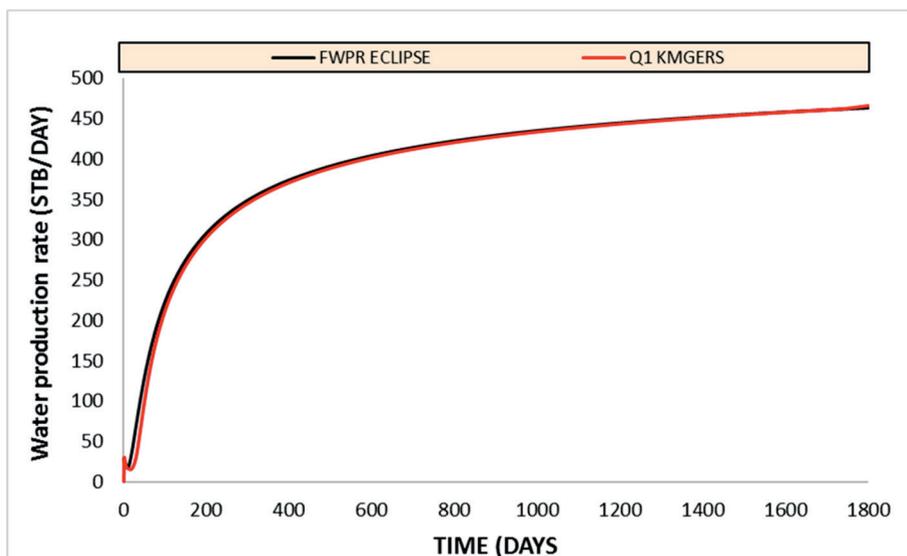


Рисунок 5. Дебит воды

Тестирование разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов моделирования ASP заводнения с аналогичными результатами симулятора UTCHEM

Разработанная математическая формулировка была оценена при моделировании процессов извлечения нефти из пластов с использованием МУН на основе изменения смачиваемости в наших предыдущих исследованиях [33-34]. Основная цель данного подраздела заключается в оценке того, подходит ли предложенная нами математическая

формулировка для моделирования ASP заводнения.

Как показано на рис. 6, пилот ASP-заводнения имеет 2 нагнетательные и 2 добывающие скважины. Общая продолжительность закачки составляет 2,0 объёма порового пространства. Свойства пласта включают в себя неоднородную проницаемость, пористость и начальное поле водонасыщенности. Глубина до кровли пласта колеблется примерно от 2200 до 2300 футов. Вязкость сырой нефти при опорной температуре составляет 52,5 сП, начальная минерализация или жесткость раствора – 0,477 мэкв/мл.

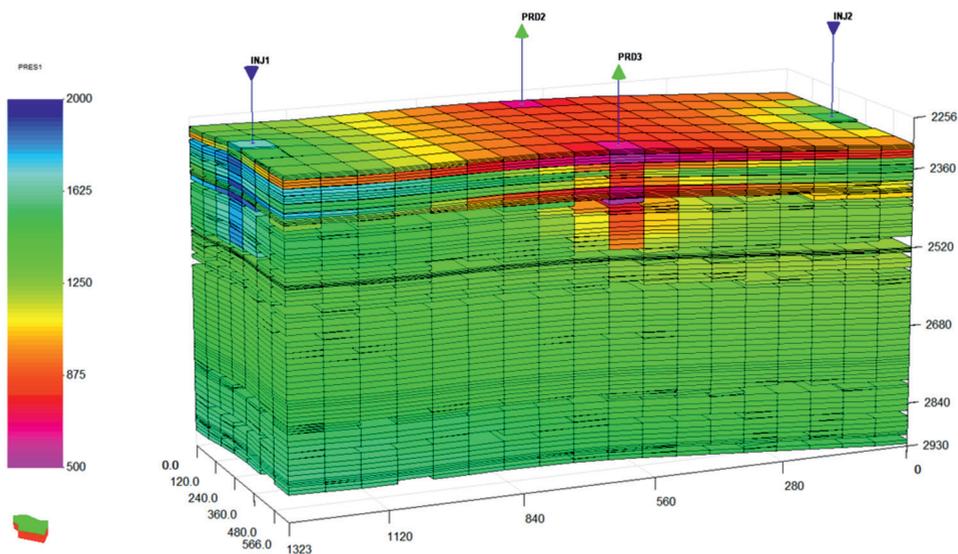


Рисунок 6. Вычислительная область

В этой модели рассматриваются 3 жидкие фазы и 11 компонентов. Фазами являются вода, нефть и микроэмульсия, а компонентами – вода, нефть, ПАВ, полимер, хлоридные анионы, катионы кальция и натрия, щелочь и нафтеновая кислота. Взаимодействия ASP моделируются с учётом *in situ* генерируемого ПАВ, осаждения и растворения минералов, катионного обмена с глиной и мицеллами, а также химической адсорбции.

Поскольку аналитическое решение рассматриваемой задачи отсутствует, проверочный тест основан на сравнении с симулятором UTCHEM для случая, когда изменение пористости за счет адсорбции существенно не влияет на процесс. Приведенные ниже сравнительные исследования показывают, что результаты,

полученные в рамках IMPES реализации предложенной формулировки, хорошо согласуются с аналогичными результатами расчёта симулятора UTCHEM. Для обработки выходных данных было использовано программное обеспечение S3GRAF, которое разработано и лицензировано компанией Sciencesoft Ltd. Количество используемых сеток – 7 × 18 × 89.

Сравнения между численными результатами существующей и разработанной формулировок композиционной модели химического заводнения для соответствующих переменных показаны на рис. 7 и 8 в диапазоне 0–0,012 прокачанных поровых объемов вытесняющего агента.

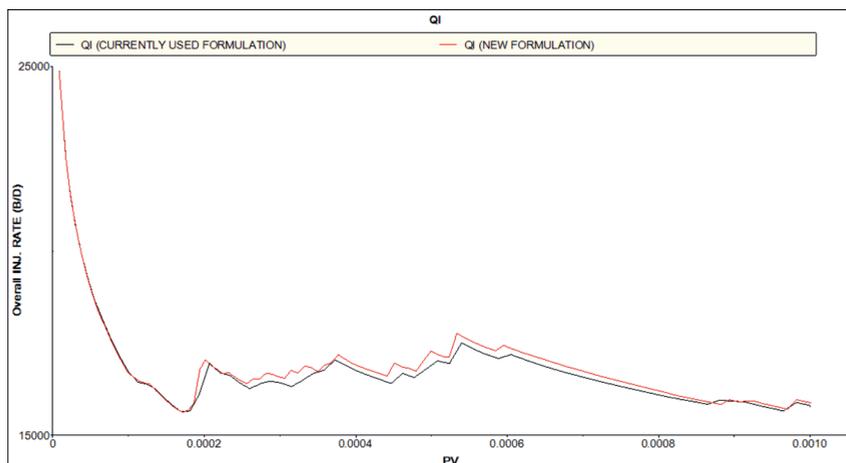


Рисунок 7. Зависимость скорости закачки от количества прокачаных поровых объемов вытесняющего агента

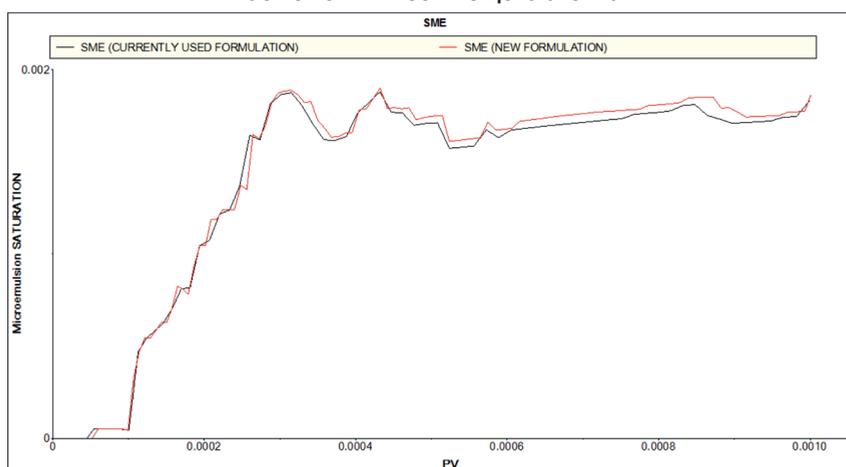


Рисунок 8. Зависимость насыщенности микроэмульсии от количества прокачаных поровых объемов вытесняющего агента

Из приведённого в ранее опубликованной работе [31] теоретического анализа видно, что предложенная нами и существующая формулировки одинаковы для случая пренебреженной объемной доли компонентов, адсорбированных на твердой поверхности. В результате применения к вышеупомянутому численному эксперименту и сравнения с численными результатами существующей композиционной модели химического заводнения для случая, когда влияние адсорбции на перенос компонентов незначительно, разработанная формулировка оказалась практичной и надежной. Как и ожидалось, предлагаемая и существующая формулировки дают практически одинаковые результаты

в случае пренебреженной объемной доли компонентов, адсорбированных на твердой поверхности.

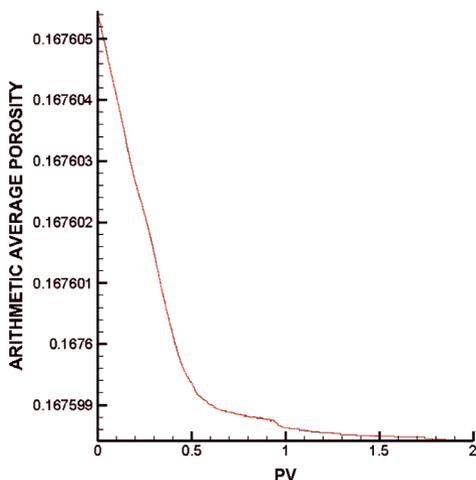
Кроме того, для повышения устойчивости и точности в численном моделировании, в отличие от того, что обычно используется в литературе, мы сохраняем члены второго порядка малости в уравнениях общего композиционного баланса и давления.

Для определения среднего значения пористости пласта используются арифметические и средневзвешенные по объему средние значения. Эти методы усреднения выражаются математически в следующих формах:

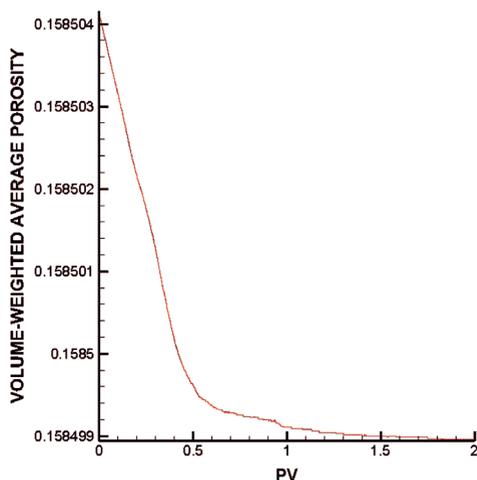
$$\bar{\phi}_{ar} = \sum_{I=1}^{NBL_A} \hat{\phi}_I / NBL_A \quad \text{и} \quad \bar{\phi}_{vw} = \sum_{I=1}^{NBL_A} \hat{\phi}_I V_I / \sum_{I=1}^{NBL_A} V_I,$$

где $\bar{\phi}_{ar}$ – средняя арифметическая пористость пласта, $\bar{\phi}_{vw}$ – средневзвешенная по объему пористость пласта, $\hat{\phi}_I$ – модифицированная пористость блока пласта I , NBL_A –

количество активных блоков или ячеек (8515 из 11214), V_I – объем блока пласта I . Для данного случая ASP заводнения изменение объема пор пласта, вызванное адсорбцией, мало, что видно на рис. 9а и 9б.



а) Зависимость средней арифметической пористости пласта от количества прокачанных поровых объемов вытесняющего агента. Абсолютное изменение средней арифметической пористости составляет приблизительно $7,05 \times 10^{-6}$.



б) Зависимость средневзвешенного по объему пористости пласта от количества прокачанных поровых объемов вытесняющего агента. Абсолютное изменение средневзвешенного по объему пористости составляет примерно $5,2 \times 10^{-6}$.

Рисунок 9. Зависимость усреднённых по пространству значений пористости от количества прокачанных поровых объемов вытесняющего агента

В настоящее время проводится исследование влияния изменения пористости на процесс добычи нефти, которое будет опубликовано в отдельной статье.

Заключение

Проведено тестирование разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов моделирования традиционного заводнения с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100. Согласно результатам расчётов, кривые развития суммарного количества добытой нефти и обводнённости во времени, полученные с использованием симулятора KMGesim, достаточно хорошо совпадают с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100. В ходе исследований была выявлена высокая устойчивость численного решения при моделировании вытеснения высоковязкой нефти с использованием

симулятора KMGesim. Данная особенность является положительной, т.к. симулятор KMGesim предназначен для моделирования химического заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти.

Разработанная математическая формулировка композиционной модели химического заводнения пласта была оценена при моделировании процессов МУН на основе ASP заводнения. Данная оценка основана на сравнении с симулятором UTCHEM для случая, когда изменение пористости за счет адсорбции существенно не влияет на процесс. Предлагаемая и существующая формулировки композиционной модели химического заводнения дают практически одинаковые результаты в случае пренебреженной объемной доли компонентов, адсорбированных на твердой поверхности.

Список использованной литературы

1. Abriola L.M., Pinder G.F. A multiphase approach to the modeling of porous media contamination by organic compounds: 2. Numerical Simulation. – *Water Resources Res.*, 1985, 21 (1), p. 19-26.
2. Abriola L.M., Pinder G.F. Two-dimensional numerical simulation of subsurface contamination by organic compounds. – *A Multiphase Approach*. – Proceedings of Specialty Conference on Computer Applications in Water Resources, Buffalo, NY, USA, 1985.
3. Baehr A.L., Corapcioglu M.Y. A compositional multiphase model for groundwater contamination by petroleum products: 2. Numerical Solution. – *Water Resources Res.*, 1987, 23(10), p. 201-213.
4. Faust J.C., Guswa J.H., Mercer J.W. Simulation of Three-Dimensional Flow of Immiscible Fluids within and Below the Saturated Zone. – *Water Resources Res.*, 1989, 25(12), 2449-2464.
5. Letniowski F.W., Forsyth P.A. A control volume finite element approach for three-dimensional NAPL groundwater contamination. – University of Waterloo, Ontario, Canada, Dept. of Computer Science, Report No. CS90-21, 1990.
6. Sleep B.E., Sykes J.F. Numerical simulation of three-phase multidimensional flow in porous media. – *Computational Methods in Subsurface Hydrology*, 1990, 211-216.
7. Mayer A.S., Miller C.T. A Compositional Model for Simulating Multiphase Flow, Transport and Mass Transfer in Groundwater Systems. – Materials of Eighth Int. Conference on Computational Methods in Water Resources, Venice, Italy, June 11–15, 1990.
8. Kalurachchi J.J., Parker J.C. Modeling Multicomponent Organic Chemical Transport in Three-Phase Porous Media. – *J. of Contaminant Hydrology*, 1990, № 5, 349-374.
9. Sleep B.E., Sykes J.F. Compositional Simulation of Groundwater Contamination by Organic Compounds: 1. Model Development and Verification. – *Water Resources Res.*, 1993, 29(6), p. 1697–1708.
10. Pope G.A., Nelson R.C. A Chemical Flooding Compositional Simulator. – *Soc. Pet. Eng. J.*, , 1978, 18, p. 339–354.
11. Saad N. Field Scale Studies With a 3-D Chemical Flooding Simulator. – Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 1989.
12. Delshad M., Pope G.A., Sepehrmoori K. UTCHEM Version-9.0, Technical Documentation. – Center for Petroleum and Geosystems Engineering. The University of Texas at Austin, Texas, 2000.
13. Acs G., Doleschall S., Farkas, E. General Purpose Compositional Model. – Paper SPE 10515, *SPE Journal*, 1985, 25(4), p. 543–553.
14. Branco C., Rodriguez, F. A Semi-Implicit Formulation for Compositional Reservoir Simulation. – Paper SPE 27053, *SPE Advanced Technology Series*, 1996, 4(1), p. 171–177.
15. Cao H. Development of Techniques for General Purpose Simulators, – Ph.D. Dissertation, Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 2002.
16. Chang Y., Pope G.A. and Sepehrmoori K. A higher-order finite-difference compositional simulator. – *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1990a, 5(1), p. 35–50.
17. Chien M., Lee S., Chen, W. A New Fully Implicit Compositional Simulator. – Paper SPE 13385, 8th SPE Symposium on Reservoir Simulation, Dallas, TX, 1985.
18. Coats K.H. An Equation of State Compositional Model. – SPE Paper 8284, *SPE Journal*, 1980, 20(5), p. 363–376.
19. Collins D., Nghiem L., Li Y. and Grabonstotter J. An Efficient Approach to Adaptive-Implicit Compositional Simulation with an Equation-of-State. – Paper SPE 15133, *SPE Reservoir Engineering*, 1992, 7(2), p. 259–264.
20. Fussell L., Fussell D. An Iterative Technique for Compositional Reservoir Models. – Paper SPE 6891, *SPE Journal*, 1979, 19(4), p. 211–220,
21. Kazemi H., Vestal C. and Shank D. An Efficient Multicomponent Numerical Simulator. – Paper SPE 6890, *SPE Journal*, 1978, 18(5), p. 355–368.
22. Kendall R., Morrell G., Peaceman D., Silliman W., Watts J. Development of a Multiple Application Reservoir Simulator for Use on a Vector Computer. – Paper SPE 11483, 1983, Middle East Oil Technical Conference, Manama, Bahrain.
23. Lins A.G. Advanced Compositional Simulation of CO₂ Processes. – Ph.D. Dissertation, University of Calgary, Calgary, 2010.
24. Nghiem L.X., Fong D., Aziz K. Compositional Modeling with an Equation-of-State. – Paper SPE 9306, *SPE Journal*, 1981, 21(6), 687–698.

25. Quandalle P., Savary D. An Implicit in Pressure and Saturations Approach to Fully Compositional Simulation. – Paper SPE 18423, SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, TX, 1989.

26. Wang P., Wheeler M., Parashar M., Sepehrmoori K. A New Generation EOS Compositional Reservoir Simulator: Part I – Formulation and Discretization. – Paper SPE 37979, SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas – TX, 1997.

27. Watts J. A Compositional Formulation of the Pressure and Saturation Equations. – Paper SPE 12244, SPE Reservoir Engineering, 1986, 1(3), 243–252.

28. Wei Y., Michelsen M., Stenby E., Berenblyum R., Shapiro A. Three-phase Compositional Streamline Simulation and Its Application to WAG. – SPE Paper 89440, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 2004.

29. Young, L. and Stephenson, R. A Generalized Compositional Approach for Reservoir Simulation. – Paper SPE 10516, SPE Journal, 1983, 23(5): 727–742.

30. Wong, T.W., Aziz, K. Considerations in the Development of Multipurpose Reservoir Simulation Models. – First and Second International Forum on Reservoir Simulation, Alpbach, Austria, 1988, p. 12–16.

Bekbauov B.E., Kaltayev A., Berdyshev A. A New Mathematical Formulation of the Governing Equations for the Chemical Compositional Simulation. – arXiv:1512.08170 [physics.flu-dyn], 2015.

31. Goudarzi, M.D. A Critical Assessment of Several Reservoir Simulators for Modeling Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. – SPE International, 2013.

Bekbauov B., Berdyshev A. and Baishemirov Zh. Numerical Simulation of Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. In: A. Kononov et al. (eds.) –: DOOR 2016, published online on the CEUR web site <http://ceur-ws.org> with ISSN 1613-0073. Vol-1623, p. 28–34.

32. Bekbauov B., Berdyshev A., Baishemirov Zh., and Baù D. Numerical Validation of Chemical Compositional Model for Wettability Alteration Processes. – Open Engineering, Volume 7, Issue 1, 2017, p. 416–427.

ҚАБАТТАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРУІН ХИМИЯЛЫҚ ӘДІСТЕРМЕН АРТТЫРУ ПРОЦЕСТЕРІНІҢ КОМПОЗИЦИЯЛЫҚ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ СИМУЛЯТОРЫН ЖАСАУ

Б.Е. Бекбауов, М.М. Темірқас, А.Г. Кучиков

Мұнай компаниялары шешім қабылдауды және мұнай кен орындарын сәтті игеруді іске асыру үшін сандық модельдеу құралдарын, соның ішінде, гидродинамикалық симуляторларды қолданады.

Бұл жұмыс қабатты химиялық суландырудың композициялық моделінің дербес туындыларындағы дифференциалдық теңдеулердің жаңа тұжырымына негізделген гидродинамикалық стимулятор жасауға, сондай-ақ, дәстүрлі және ASP суландырудың модельдеу нәтижелерін танымал симуляторлардың ұқсас нәтижелерімен салыстыру арқылы тестілеуге арналған.

Түйін сөздер: химиялық композициялық ағын, модель формулировкасы, қабатты модельдеу, химиялық суландыру, қабаттың мұнай бергіштігін арттыру.

DEVELOPMENT OF A COMPOSITIONAL RESERVOIR SIMULATOR FOR CHEMICAL ENHANCED OIL RECOVERY PROCESSES

B.E. Bekbauov, M.M. Temirkas, A.G. Kuchikov

To make decisions and ensure successful field development, oil companies use numerical simulation tools, including hydrodynamic simulators. This work is devoted to the development of a reservoir simulator based on a new formulation of partial differential equations of the chemical compositional model, as well as its testing by comparing the results of traditional and ASP flooding simulation with similar results of well-known simulators.

Keywords: chemical compositional flow, model formulation, reservoir simulation, chemical flooding, enhanced oil recovery.

Информация об авторах

- 1. Бекбауов Бахберген Ермекбаевич** – доктор PhD , директор департамента новых технологий и повышения нефтеотдачи пластов, b.bekbauov@niikmg.kz.
- 2. ТОО «КМГ Инжиниринг»**, г. Нур-Султан, Казахстан.
- 3. Темірқас Мерей Мерекеұлы** – студент специальности «Нефтегазовое дело» Satbayev University, практикант в ТОО «КМГ Инжиниринг», mtemirkas@gmail.com.
- 4. Кучиков Асар Габдыганиулы** – студент специальности «Нефтегазовое дело» Satbayev University, практикант в ТОО «КМГ Инжиниринг», assarkuchikov@gmail.com.
- 5. Satbayev University**, г. Алматы, Казахстан.

УДК: 622.692.4

ОБ ОСАЖДЕНИИ БАЛЛАСТОВ В СМЕСЯХ НЕСОВМЕСТИМЫХ НЕФТЕЙ

Г.Г. Исмайылов, Э.Х. Искендеров, Ф.Б. Исмайылова

Результаты исследований последних лет показывают, что существуют специфические проблемы, связанные со смешиванием различных видов сырой нефти. Несовместимость смешиваемых нефтей, в частности, может привести к засорению, иногда даже остановке трубопроводных систем. Одной из причин, которая вызывает несмешиваемость различных сырых нефтей, является присутствие твердых органических веществ в виде осажженных смол и асфальтенов в смеси нефтей. Эти вещества, являющиеся балластами, часто выпадают в осадок из раствора смеси нефтей. С целью изучения влияния фактора смешивания сырых нефтей на их качественные характеристики в лабораторных условиях исследованы различные пробы нефтей и их смеси. Было установлено, что при смешивании происходят нелинейные отклонения свойств смеси, и в нефтяных смесях могут проявляться заметные аномалии в изменении качественных показателей. При этом изменения содержания таких балластов, как смолы и асфальтены, в смеси не происходит согласно правилу аддитивности.

В работе также исследовалась кинетика осаждения различных балластов (смол, асфальтенов и парафинов, а также воды, солей и механических примесей) в смеси несовместимых нефтей. Было установлено, что основная масса всех балластов осаждается в течение 8–10 ч. Исследования показали, что в зависимости от химического состава нефтей проявление несовместимости в смесях может также выражаться в интенсивном выпадении различных балластов.

Ключевые слова: смешивание нефтей, балласты, механические примеси, осаждаемые балласты, асфальтены, неаддитивность, физико-химические свойства.

Введение

В отличие от внешнего (магистрального), при внутрипромысловом транспорте часто имеет место транспорт многокомпонентных, многофазных реологических сложных систем скважины до пунктов подготовки нефти, где продукция постоянно меняет свои физико-химические и реологические свойства, а также товарные качества во времени. Более того, в технологических трубопроводах количество возникающих технико-технологических задач, требующих своего решения, гораздо разнообразнее и порой сложнее, чем при магистральном транспорте [1]. Проблема повышения эффективности технологических процессов при сборе, подготовке и транспорте может усугубляться также разнообразием и сложностью внутренней структуры отмеченных транспортируемых систем, что обусловлено наличием в них различных включений [2, 3]. По этой причине недостаточно обоснованный выбор режимных параметров перекачки и расчетных схем внутрипромысловых трубопроводов без учета структурных особенностей нефтяных смесей в газонефтедоборной сети может лишь увеличить энергетические затраты и число осложнений в нефте-

газодобыче. Такие системы, как правило, относятся к реологическим неравновесным жидкостям, и кривые течения для них в большинстве случаев нелинейные [3, 4].

Отмеченное аномальное поведение неньютоновских нефтей может объясняться различными факторами. При этом для структурообразующих нефтей наиболее определяющими факторами являются наличие и взаимодействие парафиновых и асфальтено-смолистых составляющих.

Как известно, конструкция сети и особенности расположения районов (регионов) добычи не позволяют транспортировать нефть от конкретных месторождений в пункты поставки с сохранением их первоначальных качеств. Существующие системы технологических и магистральных нефтепроводов технологически могут обеспечить транспортировку нефти только в смеси. Однако существуют специфические проблемы, связанные со смешиванием различных видов сырой нефти. Первой и основной проблемой является несовместимость нефтей друг с другом, что приводит к засорению, иногда даже остановке оборудования (трубопроводы, резервуары, теплообменники, печи, ректификационные колонны и т.д.).

Методы исследования

Результаты исследований [5, 6, 9] показывают, что одной из причин, которая вызывает несмешиваемость различных сырых нефтей, является присутствие органических твердых веществ в виде осажженных асфальтенов в смеси нефтей. Известно, что асфальтены являются растворимыми в ароматических соединениях, таких как, например, толуол, но нерастворимыми в соединениях парафина, таких как n-пентан. Основной проблемой, связанной с присутствием асфальтенов в различных видах сырой нефти, является то, что асфальтены часто выпадают в осадок из раствора смесей различных нефтей. Они до сих пор остаются нерешенными, поэтому существует необходимость создания практических и экономически выгодных средств и способов определения способности к смешиванию разноразных нефтей.

Исследования последних лет привели к выводу, что нелинейные отклонения свойств смеси разноразных нефтей от существующих моделей идеальных смесей скорее всего обусловлены структурными превращениями нефтяных нанофаз [6–8]. При концентрациях асфальтенов в смеси нефтей, соответствующих границам нанофаз, возможно возникновение нежелательных проявлений несовместимости.

Существующие в настоящее время различные модели рассматриваемых процессов пока не позволяют прогнозировать изменения показателей качества испытуемых нефтяных смесей с точностью, необходимой для инженерных расчетов. По этой причине существующие рекомендации по технологиям смешивания следует дополнить критериями, учитывающими взаимовлияние в составе

отдельных компонентов, позволяющих производить необходимую оценку «недопустимых», а также «оптимальных» концентраций асфальтенов и других высокомолекулярных химических соединений в перекачиваемых нефтяных смесях [5, 6].

С целью изучения влияния смешения разноразных нефтей на их реологические и физико-химические свойства в лабораторных условиях были исследованы пробы нефтей различных месторождений и их смеси. Были изучены физико-химические свойства сырых нефтей месторождений Булла (далее – БН) и Гарачухур (далее – ГН) Азербайджана. С целью определения физико-химических свойств исследуемых нефтей БН и ГН, а также их различных смесей были использованы существующие стандартные лабораторные методы испытания. Согласно существующим в настоящее время ГОСТам для каждой нефти были определены физико-химические параметры, которые представлены в табл. 1, где указаны и соответствующие ГОСТы их определения. Как видно из данной табл. 1, пробы нефтей БН и ГН по реологическим и физико-химическим показателям отличаются между собой. На примере указанных нефтей БН и ГН было установлено, что независимо от очередности смешения нефтей наблюдаются нелинейные изменения свойств смеси. В нефтяных смесях (ГН + БН) и (БН + ГН) выражаются заметные аномалии в изменениях качественных показателей. В частности, результаты определений физико-химических показателей смеси нефтей (ГН + БН) в зависимости от массовой смешиваемой доли нефти БН в смеси показаны в табл. 2.

Результаты и их обсуждение

На основе данных табл. 2 были построены зависимости изменений показателей смеси (плотности, кинематической вязкости, содержания смолы, асфальтенов и парафинов) от массовой доли смешиваемой нефти. Указанные зависимости представлены соответственно на рис. 1–5. Как видно из рис. 1–5, аномальное изменение в указанных показателях происходит для смеси (ГН + БН) при массовой доле 0,42

смешиваемой нефти БН. Для смеси (БН + ГН) отмеченное изменение происходит при массовой доле 0,58 смешиваемой нефти ГН. Из рис. 1–5 также видно, что, в отличие от парафинов, изменения содержаний смол и асфальтенов в смеси нефтей (ГН + БН) и (БН + ГН) не происходят согласно линейному закону.

Далее в стандартных условиях исследовалась кинетика осаждения различных балластов в смеси (42–58%)

указанных выше нефтей ГН и БН. Для этого сразу после приготовления каждая смесь при температуре 20°C в течение суток была оставлена на отстой, и через каждый час, согласно существующим ГОСТам, были определены количество осаждаемых балластов из неё. Результаты часовых замеров по определению количества осадков балластов смола-асфальтен-парафинов (далее – САП), механических примесей, воды и солей из смеси ГН:БН (42–58%) при стандартных условиях представлены в табл. 3., где

также приведены значения суммарных значений количества осадков балластов в течение 24 ч. На базе данных таблицы были построены зависимости изменения количества осаждаемых балластов (САП + механические примеси, вода, соли) от времени. Кинетика осаждения балластов из смеси нефтей представлена на рис. 6. Как видно из рисунка, основная масса балластов в смеси осаждается в течение 8–10 ч, причем до 8 ч количество осадка интенсивно растет, а после начинает резко падать. После 10 ч процесс осаждения замедляется и практически завершается.

Заключение

На основе лабораторных исследований нефтей Азербайджана было установлено, что существуют специфические проблемы, связанные со смешиванием различных видов сырой нефти.

Основной причиной, которая вызывает несмешиваемость различных видов сырой нефти, является присутствие органических твердых веществ в смеси различных видов сырой нефти. Возможность или невозможность смешивания 2-х различных видов сырой нефти, можно определить

путем проведения лабораторных испытаний. Проведенные нами лабораторные исследования показали, что при смешивании различных нефтей в зависимости от их химического состава проявление несовместимости в смесях может выражаться также в интенсивном выпадении различных балластов, что может привести к засорению, иногда даже остановке промысловых технологических нефтепроводов сбора и транспорта продукции скважин.

Таблица 1. Физико-химические показатели сырых нефтей месторождений Булла (БН) и Гарачухур (ГН) Азербайджана

| Показатели | Сырые нефти | | Методы проведения анализов |
|--|-------------|-------|----------------------------|
| | БН | ГН | |
| Плотность при 20°C, кг/м ³ | 973,4 | 914,7 | ГОСТ 3900 |
| Кинематическая вязкость при 20°C, сСт | 15,76 | 6,41 | ГОСТ 33 |
| Смола, масс. % | 10,27 | 13,28 | Хроматография |
| Асфальтены, масс. % | 0,23 | 0,64 | ГОСТ 11858 |
| Парафины, масс. % | 13,34 | 2,53 | ГОСТ 11851 |
| Давление упругости насыщенных паров, кПа | 16,2 | 9,7 | ГОСТ 1756 |
| Температура застывания, °C | + 9 | + 3 | ГОСТ 20287 |
| Мехпримеси, масс. % | 5,72 | 6,42 | ГОСТ 6370 |
| Соли, мг/л | 480,6 | 530,3 | ГОСТ 21534 |
| Содержание воды, масс. % | 43,2 | 56,4 | ГОСТ 2477 |

Таблица 2. Изменение физико-химических показателей смеси нефтей БН + ГН

| Показатели | Массовая доля нефти БН в смеси | | | | | | | | | | | |
|--|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0,01 | 0,05 | 0,10 | 0,15 | 0,20 | 0,30 | 0,35 | 0,40 | 0,42 | 0,44 | 0,46 | 0,48 |
| Плотность при 20 С, кг/м ³ | 908,5 | 917,6 | 920,3 | 923,8 | 926,7 | 932,1 | 936,4 | 939,1 | 942,5 | 943,4 | 945,7 | 946,6 |
| Кинематическая вязкость при 20 С, сСт | 7,36 | 8,75 | 9,48 | 11,59 | 13,83 | 15,95 | 19,46 | 24,84 | 28,35 | 34,42 | 42,35 | 49,27 |
| Смола, масс. % | 13,19 | 13,11 | 13,07 | 13,02 | 12,89 | 13,26 | 13,35 | 13,39 | 13,42 | 13,46 | 13,51 | 13,65 |
| Асфальтены, масс. % | 0,65 | 0,62 | 0,59 | 0,56 | 0,54 | 0,57 | 0,60 | 0,62 | 0,63 | 0,64 | 0,65 | 0,67 |
| Парафины, масс. % | 2,59 | 3,29 | 4,12 | 4,86 | 5,34 | 7,35 | 8,16 | 8,67 | 8,73 | 8,86 | 8,89 | 9,05 |
| Давление упругости насыщенных паров, кПа | 9,8 | 10,1 | 10,2 | 11,8 | 12,3 | 11,9 | 11,8 | 11,5 | 11,3 | 11,2 | 11,1 | 10,9 |
| Температура застывания, °С | +3 | +3 | +3 | +3 | +6 | +6 | +6 | +6 | +6 | +6 | +6 | +6 |
| Мехпримеси, масс. % | 6,39 | 6,38 | 6,37 | 6,36 | 6,35 | 6,21 | 6,19 | 6,17 | 6,16 | 6,15 | 6,14 | 6,13 |
| Соли, мг/л | 528,6 | 526,4 | 523,1 | 520,9 | 518,7 | 512,3 | 511,9 | 510,7 | 509,8 | 509,1 | 508,3 | 507,2 |
| Содержание воды, масс. % | 55,3 | 54,8 | 53,6 | 52,9 | 52,1 | 51,3 | 50,8 | 50,2 | 49,9 | 49,6 | 49,2 | 48,7 |

продолжение табл. 1

| Массовая доля нефти БН в смеси | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0,50 | 0,52 | 0,54 | 0,56 | 0,58 | 0,60 | 0,62 | 0,68 | 0,75 | 0,80 | 0,85 | 0,90 | 0,92 | 0,94 | 0,96 | 0,98 |
| 950,3 | 952,1 | 954,5 | 955,8 | 956,5 | 955,8 | 954,2 | 954,7 | 958,6 | 961,5 | 964,3 | 967,6 | 968,8 | 969,7 | 971,1 | 972,4 |
| 56,09 | 58,41 | 62,35 | 67,83 | 71,62 | 69,33 | 65,24 | 59,16 | 31,95 | 26,45 | 20,89 | 18,54 | 17,92 | 15,30 | 14,12 | 13,61 |
| 13,92 | 14,08 | 14,12 | 14,25 | 14,39 | 14,08 | 13,56 | 13,24 | 12,85 | 12,62 | 12,09 | 11,98 | 11,76 | 11,52 | 11,41 | 11,25 |
| 0,69 | 0,72 | 0,74 | 0,76 | 0,78 | 0,69 | 0,63 | 0,61 | 0,58 | 0,49 | 0,43 | 0,39 | 0,36 | 0,34 | 0,32 | 0,30 |
| 9,07 | 9,21 | 9,26 | 9,34 | 9,42 | 10,08 | 10,21 | 10,76 | 11,34 | 11,43 | 11,71 | 12,54 | 12,63 | 12,72 | 12,85 | 13,08 |
| 10,8 | 10,6 | 10,4 | 10,2 | 9,8 | 10,2 | 10,6 | 11,3 | 11,8 | 12,5 | 13,7 | 14,5 | 14,8 | 14,9 | 15,2 | 15,6 |
| +6 | +6 | +9 | +9 | +9 | +9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | +3 | +3 | +3 | +3 | +3 |
| 6,12 | 6,11 | 6,09 | 6,07 | 6,05 | 6,03 | 6,01 | 5,98 | 5,97 | 5,95 | 5,93 | 5,89 | 5,86 | 5,84 | 5,82 | 5,78 |
| 506,4 | 505,8 | 505,1 | 504,3 | 503,2 | 501,4 | 500,8 | 498,5 | 497,6 | 495,3 | 492,7 | 490,6 | 489,5 | 488,9 | 487,6 | 486,9 |
| 48,5 | 48,1 | 47,6 | 47,2 | 46,9 | 46,8 | 46,6 | 46,5 | 45,1 | 44,9 | 44,7 | 44,5 | 44,2 | 43,9 | 43,7 | 43,6 |

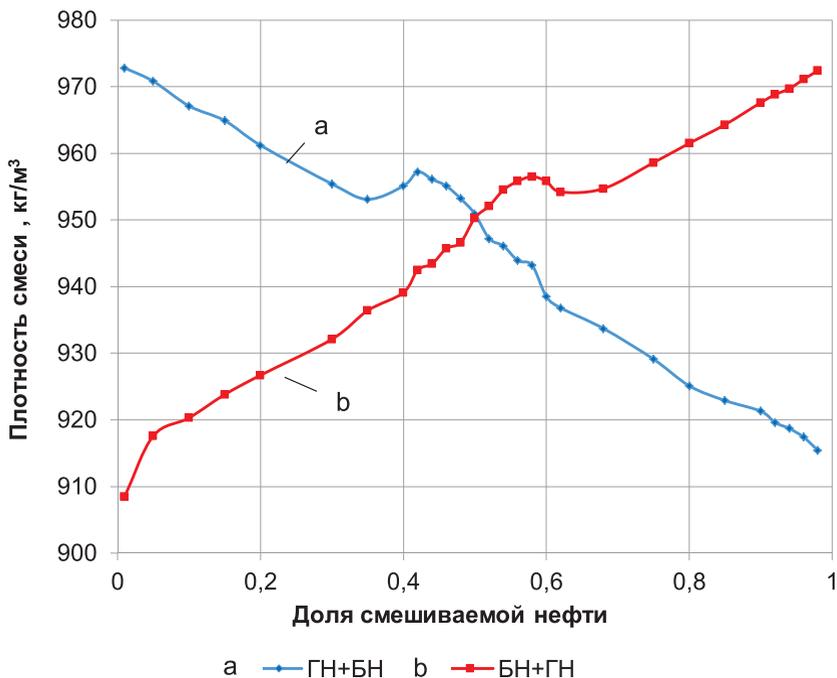


Рисунок 1. Изменение плотности смеси

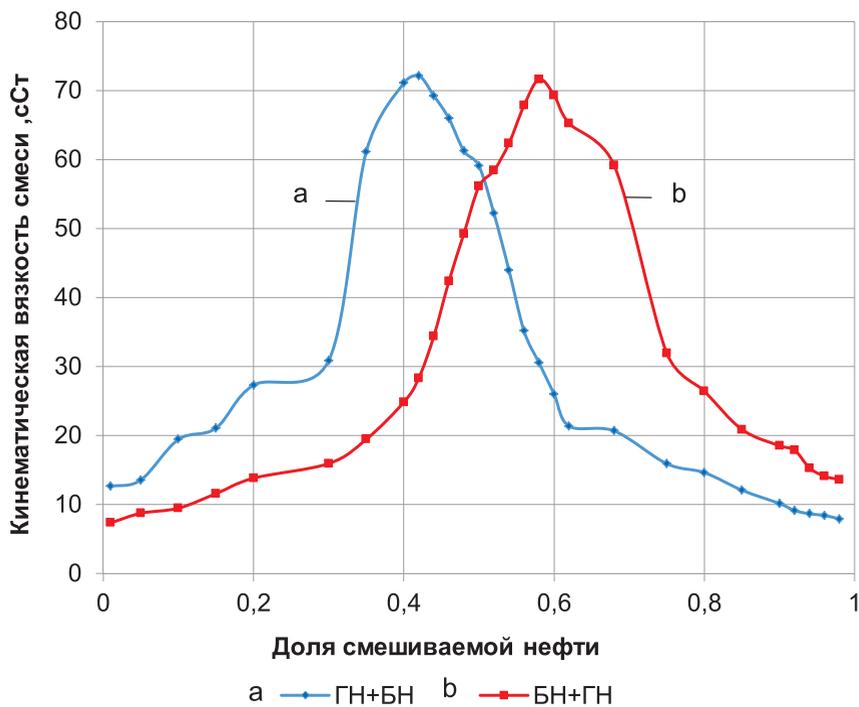


Рисунок 2. Изменение кинематической вязкости смеси

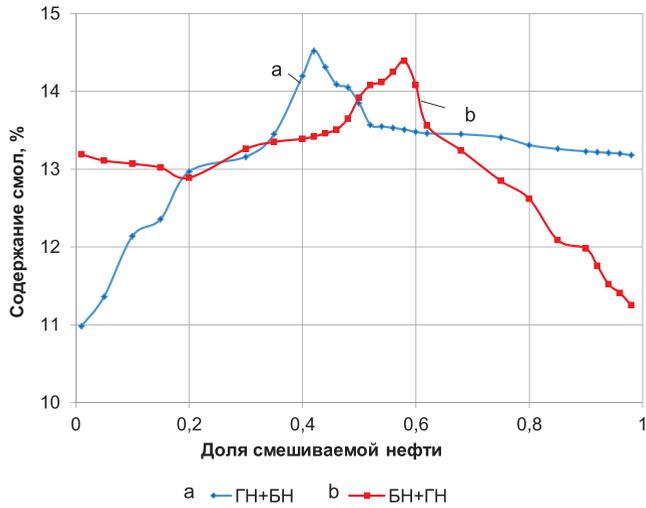


Рисунок 3. Изменение содержание смол в смеси

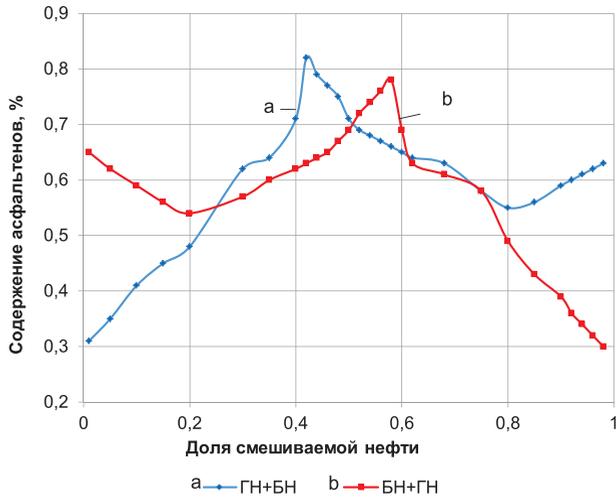


Рисунок 4. Изменение содержания асфальтенов в смеси

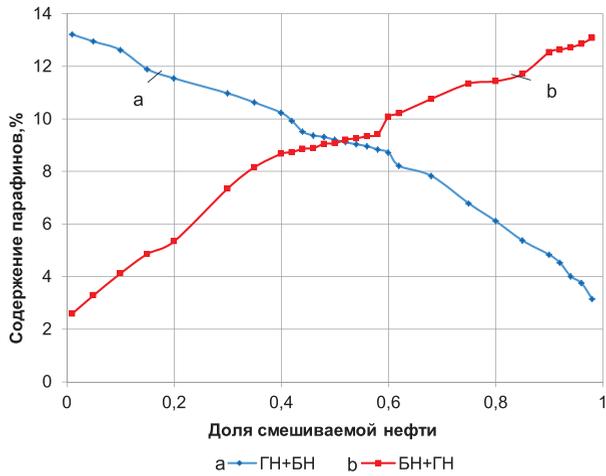


Рисунок 5. Изменение содержания парафинов в смеси

Таблица 3. Количество осажденных балластов из смеси ГН : БН (42 : 58%) при t=20°C

| Балласты | Время, час | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| САП + мехпримеси, масс. % | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,08 | 0,11 | 0,19 | 0,28 | 0,18 | 0,09 | 0,05 | 0,04 |
| Суммарные САП + мехпримеси, масс. % | 0,03 | 0,07 | 0,12 | 0,18 | 0,26 | 0,37 | 0,56 | 0,84 | 1,02 | 1,11 | 1,16 | 1,20 |
| Вода, масс. % | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,8 | 2,1 | 3,8 | 5,9 | 2,7 | 1,6 | 0,9 | 0,8 |
| Суммарная вода, масс. % | 0,9 | 2,0 | 3,2 | 4,5 | 6,3 | 8,4 | 12,2 | 18,1 | 20,8 | 22,4 | 23,3 | 24,1 |
| Соли, мг/л | 10,1 | 11,3 | 11,6 | 12,1 | 12,5 | 13,2 | 14,3 | 20,5 | 16,3 | 12,1 | 11,2 | 10,1 |
| Суммарные соли, мг/л | 10,1 | 21,4 | 33,0 | 45,1 | 57,6 | 70,8 | 85,1 | 105,6 | 121,9 | 134,0 | 145,2 | 155,3 |
| <i>продолжение табл. 3</i> | | | | | | | | | | | | |
| Балласты | Время, час | | | | | | | | | | | |
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| САП + мехпримеси, масс. % | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Суммарные САП + мехпримеси, масс. % | 1,23 | 1,26 | 1,29 | 1,32 | 1,34 | 1,36 | 1,38 | 1,40 | 1,42 | 1,43 | 1,44 | 1,45 |
| Вода, масс. % | 0,6 | 0,5 | 0,7 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 |
| Суммарная вода, масс. % | 24,7 | 25,2 | 25,9 | 26,5 | 26,9 | 27,2 | 27,4 | 27,6 | 27,8 | 28,0 | 28,2 | 28,3 |
| Соли, мг/л | 9,1 | 6,2 | 9,3 | 8,3 | 5,2 | 4,8 | 4,5 | 4,1 | 3,9 | 3,5 | 3,7 | 3,6 |
| Суммарные соли, мг/л | 164,4 | 170,6 | 179,9 | 188,2 | 193,4 | 198,2 | 202,7 | 206,8 | 210,7 | 214,2 | 217,9 | 221,5 |

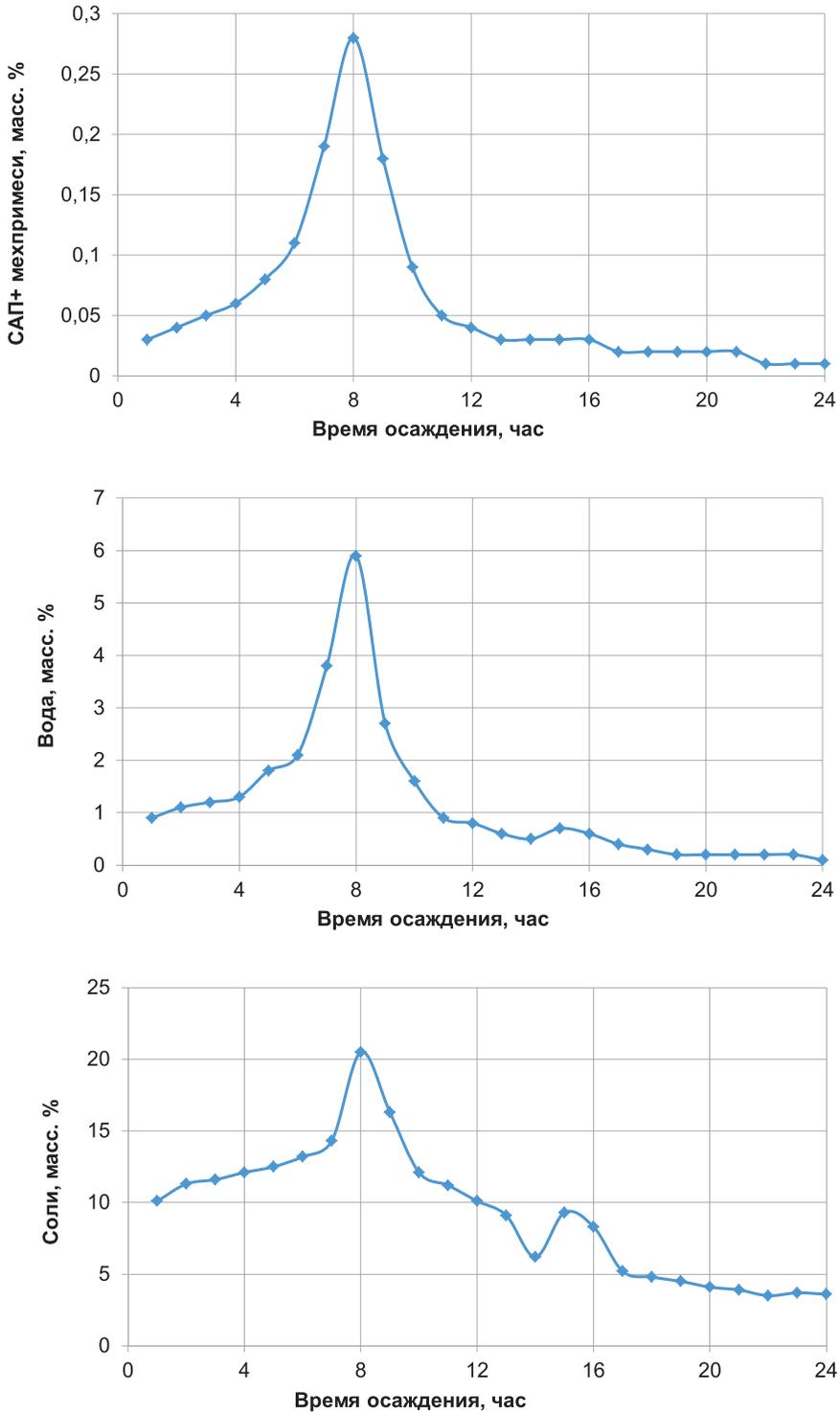


Рисунок 6. Кинетика осаждения балластов из смеси ГН : БН (42 : 58%) при (t=200°C)

Список использованной литературы

1. Промысловый сбор и подготовка аномальных нефтей. Сборник научных трудов ВНИИСПТнефть Уфа 1986, 137с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Галямов А.К. и др. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. М.; Недр, 1984, 287с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Максудов Ф.Г., Нигматулин Р.И. и др. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче. Баку, Элм, 1985, 220с.
4. Саттаров Р.М. Научные основы диагностирования и определения свойств реологически сложных систем, применяемых в нефтегазодобыче. Баку, 1982, 339с.
5. Исмайылов Г.Г., Серкебаева Б.С., Адыгезалова М.В. О некоторых проблемах промысловой подготовки нефти и воды. – Известия Высших технических Учебный Заведений Азербайджана, 2016, т. 18, №1, с. 29–38.
6. Евдокимов И.Н. Нанотехнологии управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. – М., МАКС-Пресс, 2010, 364 с.
7. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Особенности анализа ассоциативных углеводородных сред. Применимость рефрактометрических методов. – Химия и технология топлива и масел, 2007, №2, с. 38–41.
8. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Проблема инверсии в промысловых водонефтяных эмульсиях. Традиционные представления и их экспериментальное обоснование. – Бурение и нефть, 2010, №3, с. 16–17.
9. Нурмамедова Р.Г., Исмайылов Г.Г. Об изменении показателей качества нефтей при их смешении. – Вестник Казахстанско-Британского Технического Университета, 2013, №1 (24), с. 19–27.

ҮЙЛЕСПЕЙТІН МҰНАЙ ҚОСПАЛАРЫНДАҒЫ БАЛЛАСТАРДЫҢ ШӨҒІ ТУРАЛЫ

Г.Г. Исмайылов, Э.Х. Искендеров, Ф.Б. Исмайылова

Соңғы жылдардағы зерттеу нәтижелері шикі мұнайдың әртүрлі түрлерін араластыруда нақты проблемалар бар екенін көрсетеді. Аралас мұнайлардың үйлесімсіздігі, атап айтқанда, бітелуге, кейде тіпті құбыр жүйелерінің тоқтап қалуына әкелуі мүмкін. Әр түрлі шикі мұнайдың араласпауының себебін мұнай қоспасында тұндырылған шайырлар мен асфальтендер түрінде қатты органикалық заттардың болуы. Балластар болып табылатын бұл заттар көбінесе мұнай қоспасының ерітіндісінен тұнбаға түседі. Зертханалық жағдайда шикі мұнайды араластыру факторының олардың сапалық сипаттамаларына әсерін зерттеу мақсатында мұнай мен олардың қоспаларының әртүрлі үлгілері зерттелді. Араластыру кезінде қоспаның сызықтық емес ауытқулары пайда болатындығы және мұнай қоспаларында сапа көрсеткіштерінің өзгеруінде айтарлықтай ауытқулар байқалатыны анықталды. Бұл ретте, шайыр және асфальтен ретінде осындай балластардың мазмұнын өзгерту қоспада аддитивтілік ережесіне сәйкес болмайды.

Сондай-ақ, жұмыста әр түрлі балластардың (шайырлар, асфальтендер мен парафиндер, сондай-ақ су, тұздар мен механикалық қоспалар) үйлеспейтін мұнайдың қоспасындағы тұндыру кинетикасы зерттелді. Барлық балластардың негізгі бөлігі 8–10 сағат ішінде тұндырылатыны анықталды.

Зерттеулер көрсеткендей, мұнайдың химиялық құрамына байланысты қоспалардағы сәйкессіздіктің көрінісі әртүрлі балластардың қарқынды жоғалуында да көрінуі мүмкін.

Түйінді сөздер: мұнайды араластыру, балластар, механикалық қоспалар, балластарды тұндыру, асфальтендер, зияндылық, физикалық-химиялық қасиеттері.

ON THE DEPOSITION OF BALLASTS IN MIXTURES OF INCOMPATIBLE OILS

G.G. Ismayilov, E.Kh. Iskenderov, F.B. Ismayilova

Recent studies show that there are specific problems associated with mixing different types of crude oil. Incompatibility of miscible oils in particular can lead to clogging, sometimes even shutdown of piping systems. One of the reasons that cause the immiscibility of various crude oils is the presence of solid organic substances in the form of precipitated resins and asphaltenes in a mixture of oils. These substances, which are ballasts, often precipitate from a solution of oil mixtures. In order to study the influence of the displacement factor of crude oils on the quality characteristics of oils in laboratory conditions, various samples of oils and their mixtures were studied. It was found that when oil is mixed, nonlinear deviations of the properties of the mixture occur and noticeable anomalies in the change in the quality indicators can be expressed in oil mixtures. In this case, changes in the content of ballasts such as resin and asphaltenes in the mixture do not occur according to the additivity rule.

The kinetics of the deposition of various ballasts (resins, asphaltene and paraffins, as well as water, salt and mechanical impurities) in a mixture of incompatible oils was also studied. It was found that the bulk of all ballasts are besieged within 8-10 hours. Studies have shown that, depending on the chemical composition of the oils, the manifestation of incompatibility in mixtures can also be expressed in the intense discharge of various ballasts.

Key words: oil mixing, ballasts, mechanical impurities, ballast deposition, asphaltenes, non-additivity, physico-chemical properties.

Информация об авторах

Исмайылов Гафар Гуламгусейн – доктор технических наук, профессор, декан газонефтепромышленного факультета Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности, asi_zum@mail.ru.

Искандаров Ельман Хейруллаи – кандидат технических наук, доцент кафедры «Транспорт и хранения нефти и газа», e.iskenderov62@mail.ru.

Исмайылова Фидан Бабали – кандидат технических наук, ассистент кафедры «Транспорт и хранения нефти и газа», fidan.ismayilova.2014@mail.ru.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан.

УДК 622.376.34

СТРАТЕГИЯ БУРЕНИЯ НОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»

**Б.К. Хасанов, А.В. Свешников, А.Е. Ибраев, Б.А. Балуанов,
У.Ж. Абдуллаев, З.У. Коптлеуова, С.О. Чернов, Д.С. Мачехин**

В статье представлены результаты применения стратегии бурения новых скважин на месторождениях АО «Озенмунайгаз», разработанной в конце 2019 г., с помощью использования алгоритма для планирования и ранжирования проектного фонда, с учетом нижнего перспективного продуктивного горизонта бурения в ранее не охваченные разрабаткой краевые зоны месторождений. Данная работа направлена на решение такой стратегически важной задачи, как повышение эффективности бурения новых скважин на зрелых месторождениях в долгосрочной перспективе в условиях снижения качества запасов.

Ключевые слова: стратегия бурения, бурение до нижнего продуктивного горизонта, бурение в краевые зоны, локализация запасов, эффективность ГТМ, ковер бурения.

Ежегодно на месторождениях АО «Озенмунайгаз» с целью выполнения проектных показателей добычи нефти реализуются значительные объемы бурения новых скважин (около 200 скважин в год). Одной из основных проблем является неравномерная выработка запасов по площади и разрезу, связанная с неоднородностью геолого-физических характеристик пород и сложной многопластовой структурой месторождений [2]. Это в значительной степени затрудняет работы по выявлению зон локализации остаточных извлекаемых запасов нефти (далее – ОИЗ). Качество

локализации ОИЗ влияет на планирование, прогнозирование и успешность бурения новых скважин и геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) [1].

Эффективность бурения новых скважин является приоритетной задачей при разработке месторождения, нацеленной на увеличение конечной нефтеотдачи и поддержание уровня добычи нефти, для решения которой требуется системный подход и выработка единой стратегии и алгоритмов [2]. В конце 2019 г. ТОО «КМГ Инжиниринг» была предложена стратегия бурения новых скважин.

Ключевые положения стратегии бурения новых скважин

Основными направлениями предложенной стратегии являются:

бурение новых скважин ниже целевого объекта до нижнего перспективного продуктивного горизонта в пределах контура нефтеносности. Это позволит уточнить геологическое строение продуктивных пластов, вскрытых скважиной, и локализацию остаточных запасов. При этом увеличиваются удельные извлекаемые запасы, приходящиеся на скважину, сокращается общее количество точек для бурения ввиду последующего возможного перевода на вышележащий объект разработки. В таком подходе весьма перспективным является применение технологии одновременно-раздельной закачки и одновременно-раздельной эксплуатации; бурение новых скважин в краевых частях месторождения, в т.ч. с опцией горизонтального бурения и гидроразрывом пласта (далее – ГРП), позволит инициировать охват новых зон в краевых частях, на текущий момент не вовлеченных в разработку.

С целью систематизации обнаружения и оценки потенциальных зон для бурения новых скважин и эффективного вовлечения недренируемых запасов был разработан инструмент для планирования и ранжирования проектного фонда (рис. 1), в котором был реализован следующий функционал:

организация единой опорной сетки секторов для всех горизонтов по разрезу. Размер и ориентация опорной сетки приняты согласно проектной сетке скважин с учетом уплотнения, а также с учетом исторической и принятой системы разработки;

классификация опорной сетки секторов для каждого объекта на основе данных геологии (показатели зональной неоднородности, текущая изученность) и разработки (расстояние до ближайших скважин, накопленные отборы и закачка, выработка запасов);

ранжирование ковра бурения до нижележащего горизонта по разрезу на основе вероятности успешности (выработка,

охват разработкой и количеством потенциальных секторов в разрезе) и потенциалом (суммарной нефтенасыщенной толщиной).

Таким образом, данный алгоритм позволяет выявить наиболее перспективные

зоны с максимальным количеством секторов по разрезу, с минимальной выработкой и с максимальным потенциалом по добыче и запасам.

- Высокий приоритет для бурения
- 1 – чисто нефтяная зона, не охваченная бурением/разработкой
 - 2 – водо-нефтяная зона, не охваченная бурением/разработкой
- Средний приоритет для бурения
- 3 – приоконтурная зона, не охваченная бурением/разработкой
 - 4 – лицензированный фонд (транзитные скважины и минимальные отбор и/или закачка)
 - 5 – транзитные скважины, работающие выше целевого горизонта
 - 6 – транзитные скважины, работающие ниже целевого горизонта
- Низкий приоритет для бурения
- 7 – накопленная добыча нефти более 50% от НСРВ
 - 8 – текущая добыча
 - 9 – накопленная закачка воды более 50% от НСРВ
 - 10 – текущая закачка
 - 11 – новое бурение

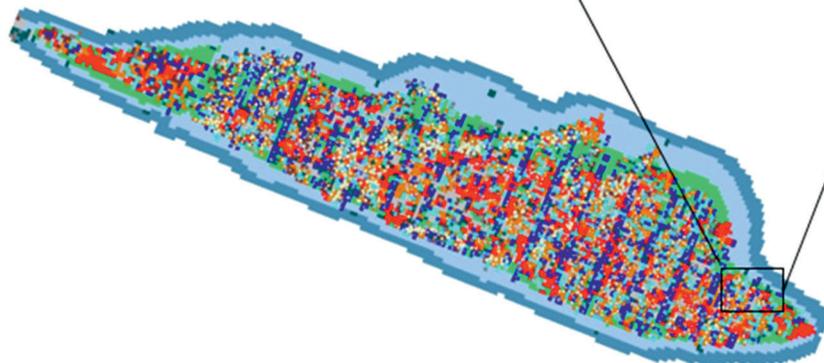


Рисунок 1. Инструмент для планирования проектного фонда

Стоит отметить, что элементы предложенной стратегии ранее были использованы специалистами АО «Озенмунайгаз». Анализ показателей работы скважин, пробуренных ниже целевого горизонта в 2016–2018 гг., подтвердил их эффективность. Добыча скважин, пробуренных ниже целевого горизонта, а также вскрывших несколько продуктивных объектов, позволила окупить капитальные затраты на дополнительную проходку и увеличила количество потенциально продуктивных объектов на скважину.

Предложенная стратегия позволяет решить такие важные задачи, как:

- увеличение охвата по разрезу и рост вовлеченных запасов на 1 новую скважину;
- сокращение капитальных затрат на бурение (бурится единая сетка скважин на все объекты, а не несколько индивидуаль-

ных сеток на каждый горизонт);

- оптимизация проходки и количества проектных скважин, снижение капитальных затрат на бурение «скважин-дублеров» на нижние горизонты в долгосрочной перспективе путем опции перевода на вышележащий горизонт, либо с реализацией одновременно-раздельной эксплуатации;

- повышение экономической эффективности бурения за счет одновременного вскрытия большего числа горизонтов одним стволом и, как следствие, роста вероятности обнаружения запасов;

- вовлечение в разработку новых перспективных зон на краевых и не разбуренных участках месторождения;

- создание адресного ковра бурения на долгосрочную перспективу.

Результаты применения стратегии бурения в 2020 г.

На основе разработанного инструмента для планирования и ранжирования проектного фонда, новых данных сейсморазведки, опорных транзитных исторических скважин, данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС), анализа разработки и условий осадконакопления (русла, поймы) выявлен потенциал наличия значительных объемов нефти в краевой части месторождения Узень, на текущий момент не вовлеченных в разработку.

С целью уточнения и подтверждения потенциала краевых зон 13 горизонта в IV квартале 2019 г. выполнено бурение 2 новых скважин (№ К-11 и № К-22), а также капитальный ремонт скважины и перфорация 13 горизонта в скважине № К-33.

Полученные результаты:

скважина № К-11 пробурена в краевой зоне с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС), в русловых отложениях. Накопленная добыча нефти составляет 3660 т за 190 сут. Средний дебит жидкости равен 176 м³/сут, средний дебит нефти – 19 т/сут, обводненность – 87%;

скважина № К-22 пробурена в краевой зоне с переходными условиями осадконакопления (русла + поймы). В скважине проведен ГРП. Накопленная добыча нефти составляет 900 т за 125 сут. После ГРП средний дебит жидкости равен 32 м³/сут, средний дебит нефти – 14 т/сут, обводненность – 50%;

скважина № К-33 пробурена в краевой зоне с ухудшенными ФЕС (пойма). В скважине проведен ГРП. Накопленная добыча нефти составляет 530 т за 130 сут. После ГРП средний дебит жидкости равен 26 м³/сут, средний дебит нефти – 10 т/сут, обводненность – 60%.

Первичная информация, данные ГИС, освоения, эксплуатации скважин и результатов ГРП, полученные после бурения скважин № К-11 и № К-22, а также испытания скважины № К-33 подтверждают наличие потенциала и запасов нефти в краевой зоне 13 горизонта месторождения Узень и свидетельствуют о необходимости дальнейшего вовлечения в разработку и учета данных зон при планировании бурения новых скважин.

В рамках ковра бурения на 2020 г. 69% проектного фонда соответствует стратегии бурения. За 4 месяца 2020 г. в соответствии со стратегией было пробурено 44 скважины, из них 35 скважин – до нижнего продуктивного горизонта, 9 скважин – в краевые зоны.

Результаты ввода новых скважин в эксплуатацию из бурения за 4 месяца 2020 г. говорят об увеличении эффективности бурения скважин согласно новой стратегии на 16% по группе скважин до нижнего продуктивного горизонта и на 33% по скважинам в краевых зонах.

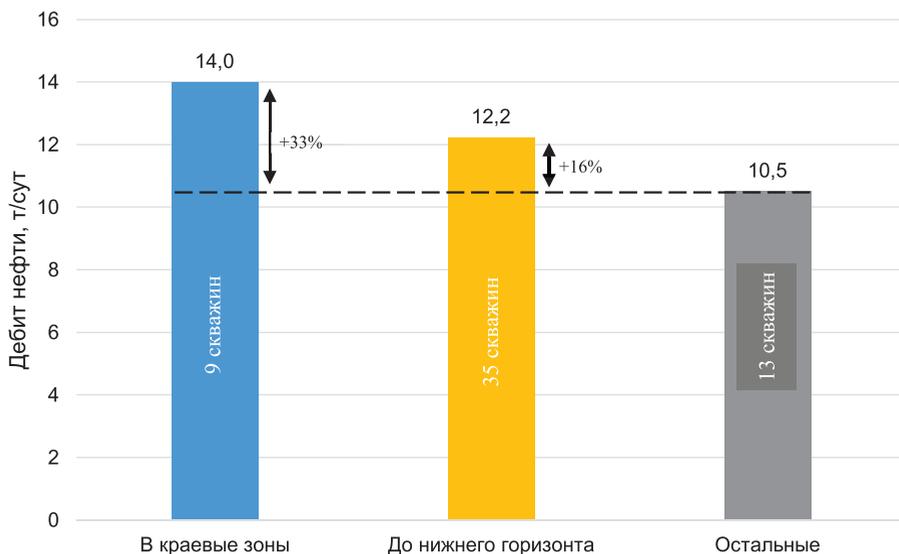


Рисунок 2. Средние дебиты новых скважин 2020 г.

| Группа | Количество скважин | Отработанное время, сут | Накопленная добыча | | Средний дебит | |
|----------------------|--------------------|-------------------------|---------------------------------|--------------------|--------------------------------------|------------------------|
| | | | Q _ж , м ³ | Q _н , т | q _ж , м ³ /сут | q _н , т/сут |
| в краевые зоны | 9 | 468 | 18 581 | 6 557 | 40,0 | 14,0 |
| до нижнего горизонта | 35 | 1 780 | 76 113 | 21 756 | 42,8 | 12,2 |
| остальные | 13 | 659 | 30 123 | 6 922 | 45,7 | 10,5 |

Пример работы скважины, пробуренной в краевой зоне

Скважиной № К-44 вскрыто 11,6 м продуктивных коллекторов со средней пористостью 17,8% (рис. 4). Перфорированы интервалы 1229,9–1235,1 м, 1237,5–1241,1 м, 1241,8–1242,4 м (общая перфорирован-

ная мощность – 9,7 м). В скважине выполнен ГРП, закачено 15 т проппанта, высота трещины – 48 м, полудлина трещины – 46 м, средняя ширина трещины – 2,1 мм.

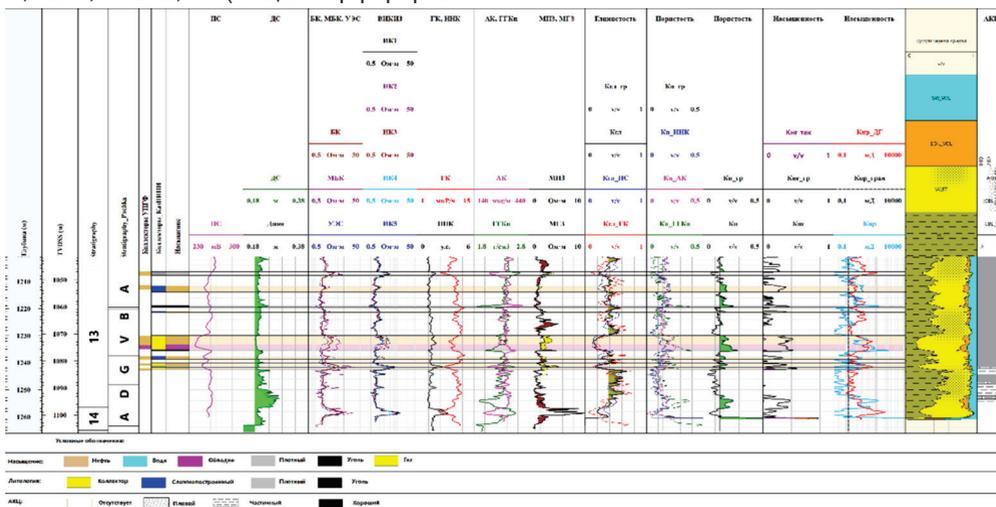


Рисунок 4. Планшет по скважине № К-44

Скважина работает со следующими показателями:

- отработанное время – 51 сут;
- накопленная добыча жидкости – 2744 м³;
- накопленная добыча нефти – 1020 т;
- средний дебит жидкости – 54 м³/сут (план – 36 м³/сут);
- средний дебит нефти – 20,0 т/сут (план – 7,9 т/сут);
- обводнённость – 56% (план – 60%).

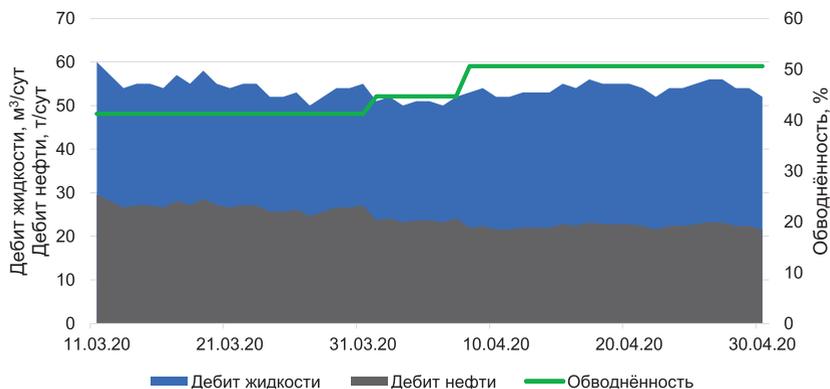


Рисунок 5. Показатели работы скважины № К-44

Текущие параметры работы скважины № К-44 подтверждают потенциал краевой зоны на северном борту 13 горизонта ме-

сторождения Узень, ранее выделенной на основе разработанного алгоритма классификации секторов.

Пример работы скважины, пробуренной до нижнего продуктивного горизонта

Скважина № К-55 пробурена до 20 горизонта месторождения Узень и введена в эксплуатацию в феврале 2020 г.

Скважиной вскрыт пласт с эффективной мощностью более 50 м со средней пористостью 18% (рис. 7). Перфорированная

мощность составляет 13,7 м. В скважине проведен ГРП. Закачано 40 т проппанта, полудлина трещины – 44 м, высота трещины – 41 м, средняя ширина трещины – 6,4 мм.

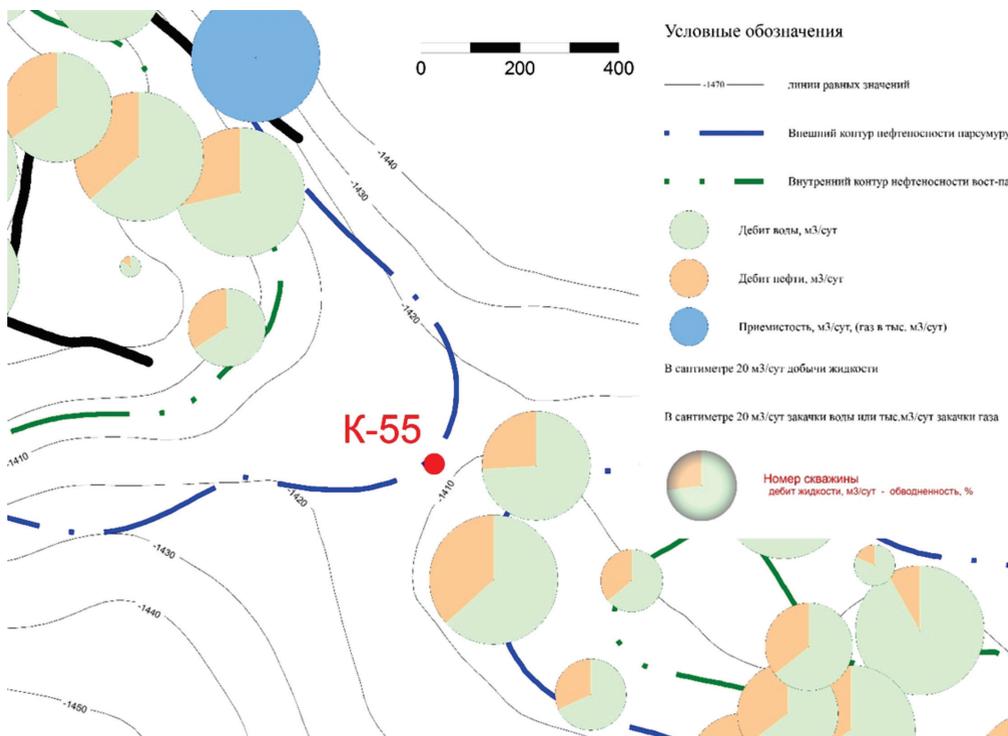


Рисунок 6. Структурная карта кровли 20 горизонта с указанием текущих отборов

Перспективными для разработки являются 3 вышележащих горизонта.

Скважина работает со следующими параметрами:

отработанное время – 67 сут;

накопленная добыча жидкости – 2475 м³;

накопленная добыча нефти – 883 т;

средний дебит жидкости – 37 м³/сут (план – 29 м³/сут);

средний дебит нефти – 13,2 т/сут (план – 9,8 т/сут);

обводненность – 57% (план – 40%).

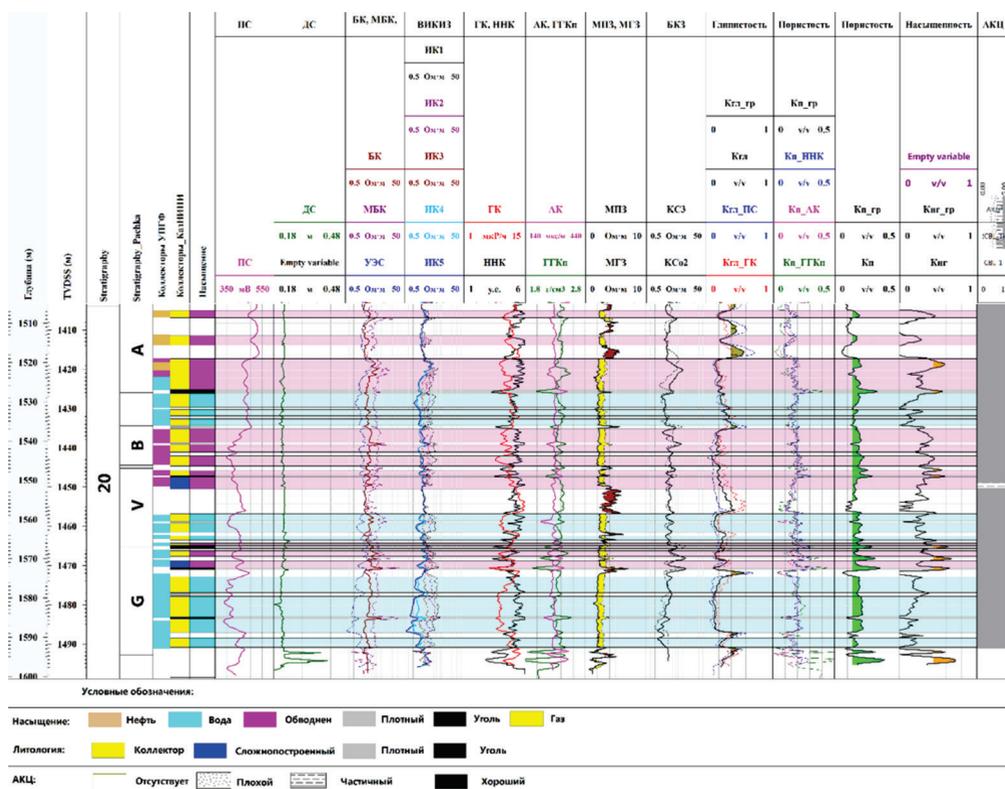


Рисунок 7. Планшет скважины № К-55

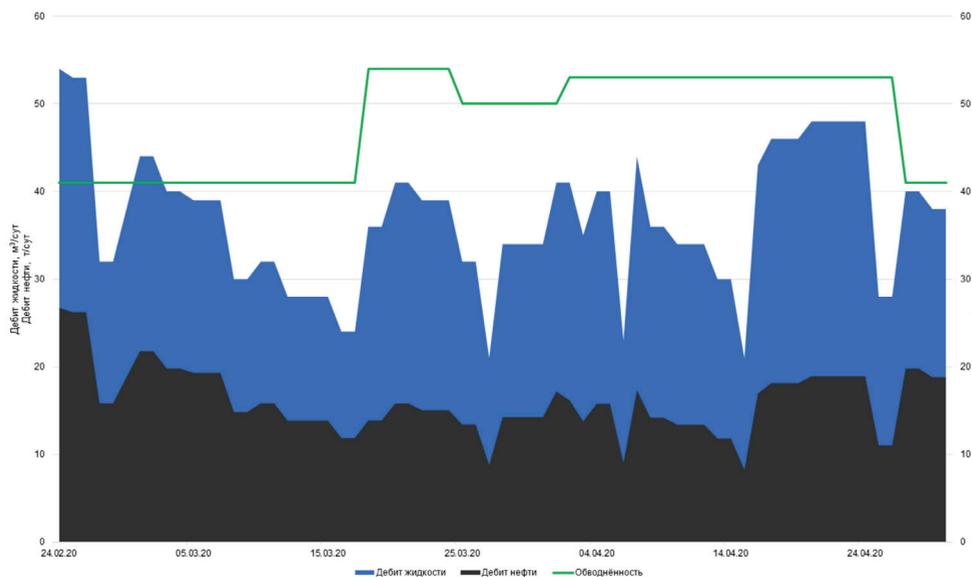


Рисунок 8. Показатели работы скважины № К-55

Выводы

Представленные данные по бурению новых скважин в конце 2019 г. – начале 2020 г. свидетельствуют об эффективности предложенной стратегии бурения новых скважин на месторождениях АО «Озенмунайгаз».

Бурение скважин до нижнего горизонта позволило обеспечить прирост удельных запасов на скважину от 5 до 25%. Весьма перспективными являются технологии одновременно-раздельной закачки и одновременно-раздельной эксплуатации для многопластового месторождения Узень.

Показатели работы скважин в крайних зонах месторождения подтверждают потенциал площадей, ранее не затронутых разработкой.

Разработанный в рамках стратегии бурения инструмент оптимизирует процесс подбора проектных точек для бурения, что позволяет повысить экономическую эф-

фективность эксплуатационного бурения, текущие уровни добычи месторождения и уровень достижения конечной нефтеотдачи.

Рекомендуется промышленное применение предложенной стратегии на месторождении Узень. ТОО «КМГ Инжиниринг» в настоящее время рассматривает перспективы реализации аналогичных подходов на месторождениях АО «НК «КазМунайГаз».

На основе геологических данных и данных по добыче скважин в крайних зонах рекомендуется разработка концепции освоения крайних зон месторождения Узень для вовлечения значительных остаточных запасов.

Планируется включение модуля цифрового рейтинга в информационную систему АВАI для дальнейшего совершенствования алгоритма и критериев, в т.ч. с помощью самообучения на основе фактических результатов бурения скважин по предложенной стратегии для улучшения прогнозных показателей.

Список использованной литературы

Tarek A. Reservoir engineering handbook. – Oxford, UK, Gulf Professional Publishing, 2010.

Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – Москва, Недра, 1996, 367 стр.

«ӨЗЕНМҰНАЙГАЗ» АҚ КЕН ОРЫНДАРЫНДА ЖАҢА ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ СТРАТЕГИЯСЫ

**Б.К. Хасанов, А.В. Свешников, А.Е. Ибраев, Б.А. Балуанов,
У.Ж. Абдуллаев, З.У. Коптлеуова, С.О. Чернов, Д.С. Мачехин**

Мақалада жобалау қорын жоспарлау мен саралау алгоритмін қолдана отырып, болашақтағы игерілмеген кен орындарының шекті аймақтарында бұрғылауды ескере отырып, жобалау қорын жоспарлау және саралау алгоритмін қолдана отырып, 2019 жылдың соңында жасалған «Өзенмұнайгаз» АҚ кен орындарында жаңа ұңғымаларды бұрғылау стратегиясын қолдану нәтижелері келтірілген. Бұл жұмыс ұзақ мерзімді перспективада қорлардың сапасының төмендеуіне байланысты жетілген кен орындарында жаңа ұңғымаларды бұрғылау тиімділігін арттыру сияқты стратегиялық маңызды міндеттерді шешуге бағытталған.

Түйінді сөздер: бұрғылау стратегиясы, төменгі өнімді горизонтқа дейін бұрғылау, шекті аймақтарға бұрғылау, қорларды нақтылау, геологиялық және техникалық шаралар тиімділігі, бұрғылау жоспары.

THE STRATEGY FOR DRILLING NEW WELLS IN THE FIELDS OF «OZENMUNAIGAZ» JSC

B.K. Khassanov, A.V. Sveshnikov, A.Ye. Ibrayev, B.A. Baluanov, U.Zh. Abdullaev, Z.U. Koptleuova, S.O. Chernov, D.S. Machekhin

The article presents the results of applying the strategy for drilling new wells in the fields of Ozenmunaygas JSC, developed at the end of 2019, using the algorithm for planning and ranking the project fund taking into account the lower prospective productive horizon, drilling in the marginal zones of fields previously not covered by the development. This work is aimed at solving such a strategically important task as increasing the efficiency of drilling new wells in mature fields in the long term in the face of a decrease in the quality of reserves.

Key words: drilling strategy, drilling to the lower productive horizon, drilling to the marginal zones, localization of reserves, geological and technical measures efficiency, drilling plan.

Информация об авторах

Хасанов Бахытжан Кенесович – генеральный директор.

Свешников Андрей Владимирович – эксперт, a.sveshnikov@niikmg.kz.

Ибраев Актан Ермакович – ведущий инженер департамента разработки месторождений, a.ibrayev@niikmg.kz.

Балуанов Бахытжан Айтуарович – магистр MBA, старший инженер департамента разработки месторождений, b.baluanov@niikmg.kz.

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

Абдуллаев Узакбай Жембаевич – ведущий инженер департамента мониторинга разработки месторождений, abdullaev_u@kaznipi.kz.

Коптлеуова Зульфия Уалихановна – ведущий инженер департамента разработки месторождений АО «Озенмунайгаз», koptleuova_z@kaznipi.kz.

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

Чернов Станислав Олегович – технический консультант по разработке месторождений, schernov@demac.com.

Мачехин Дмитрий Сергеевич – технический консультант по разработке месторождений, dmachekhin@demac.com.

[DeGolyer and MacNaughton](#), г. Нур-Султан, Казахстан.

УДК 622.245

ОБ АНОМАЛЬНОМ ПОВЕДЕНИИ ФИЛЬТРАТОВ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ В ТОНКИХ ПОРАХ И КАПИЛЛЯРАХ

Ф.А. Агзамов, Б.Т. Умралиев, С.Ф. Комлева, О.Ф. Кондрашев

Загрязнение продуктивных пластов при креплении скважин можно снизить за счет изменения свойств фильтратов в тонких порах пластов, в которых фильтраты, содержащие высокомолекулярные соединения, приобретают аномальную вязкость и структурируются, приобретая свойства твердообразных систем. Проведенные исследования показали возможность использования аномальных свойств фильтратов для регулирования водоотдачи тампонажных растворов.

Ключевые слова: цементный раствор; фильтр; водоотдача; неньютоновские свойства; поверхностные явления.

Введение

Широко распространенные в настоящее время технологии первичного вскрытия и разобщения пластов не всегда обеспечивают сохранность их коллекторских свойств на этапах заканчивания скважин. Особенно эта проблема актуальна при цементировании эксплуатационных колонн, когда имеет место загрязнение продуктивных пластов фильтратом тампонажных растворов.

Технологические приемы, ограничивающие или предупреждающие контакт цементного раствора с продуктивным

пластом, часто неэффективны из-за ограничений по устойчивости коллекторов, различий в пористости и проницаемости пропластков многопластовых залежей.

Наиболее перспективным направлением предупреждения загрязнения продуктивных пластов при их креплении является снижение водоотдачи тампонажных материалов. К сожалению, многие из применяемых реагентов-понижителей водоотдачи обладают отрицательными побочными эффектами, заключающимися в загущении тампонажных растворов и ухудшении свойств полученного камня.

Основная часть

Многочисленные результаты промышленных и лабораторных исследований свидетельствуют о том, что нарушение естественного равновесия в системе скважина – пласт при воздействии технологических растворов приводит к снижению проницаемости околоскважинной зоны. Различают ряд факторов, поясняющих суть данного явления, которые обобщены и описаны в работах [1–4].

Процесс цементирования скважин является одним из наиболее ответственных с точки зрения сохранности продуктивных пластов. Проблема заключается в том, что в пласт дополнительно поступает жидкость, резко отличающаяся по своим свойствам от пластовых флюидов и фильтрата промывочной жидкости.

Даже при небольшом перепаде давления свободная вода из цементного раствора может полностью отфильтровываться за 1,5–3,0 мин. Механизм воздействия фильтрата цементного раствора на пластоколлектор во многом аналогичен воздей-

ствию фильтрата промывочных жидкостей [4]. Отличие состоит в том, что фильтр цементного раствора содержит большое количество $\text{Ca}(\text{OH})_2$, и, кроме этого, с жидкой фазой в пласты фильтруются продукты гидратации цемента и даже частицы твердой фазы, которые при определенных условиях могут образовать в порах пласта конгломераты, оказывающие дополнительное кольматирующее воздействие на пласт.

Хотя при цементировании время контакта тампонажного раствора с продуктивным пластом значительно меньше, чем у промывочной жидкости, более высокая водоотдача цементных растворов приводит к существенному загрязнению пристволевой зоны.

Проведенные промышленные исследования на месторождениях Башкортостана, Татарстана и Западной Сибири показали существенное различие результатов освоения в коллекторах разного типа [5, 6]. Если отрицательное влияние процесса це-

ментирования на коллекторские свойства трещиноватых, порово-трещиноватых пород безусловно, ибо при этом в пласт проникает не только фильтрат, но и твердая фаза тампонажного раствора, то в терригенных поровых коллекторах воздействие тампонажного раствора на пласт может быть связано только с проникновением в него фильтрата тампонажного раствора.

В частности, исследования Агзамова Ф.А., Кореняко А.В. и др. на кернях продуктивных пластов Суторминского месторождения показали, что после воздействия фильтрата цементного раствора коэффициент восстановления проницаемости кернов не превышал 60% [6]. При этом для поровых коллекторов снижение репрессии на продуктивные пласты в 3–4 раза приводило к повышению продуктивности в 1,7 раза. Также установлено, что скважины с открытым забоем имели продуктивность выше в 4 и более раза по сравнению со скважинами с закрытым забоем. Судя по этим показателям, роль фильтрата цементного раствора более очевидна.

Коллекторами нефти на данном месторождении являлись юрские песчаники с открытой пористостью 15–18 % и проницаемостью 0,02–0,04 мкм², залегающие на глубинах 2900–3200 м. Плотность бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта составляла 1150–1160 кг/м³, а тампонажного раствора при цементировании – 1780–1840 кг/м³.

Таким образом, одним из главных факторов снижения удельной продуктивности при цементировании скважин является более высокое значение репрессии на пласт по сравнению с ее значением при первичном вскрытии и последующее загрязнение пласта фильтратом тампонажного раствора.

Доказательством сказанному могут служить и данные по начальным дебитам скважин, зацементированных одно- и двух-

ступенчатым способами по 2 кустам Кирско-Катынского лицензионного участка, расположенного в Западной Сибири (табл. 1–2).

В среднем удельные дебиты в зависимости от пластов при двухступенчатом цементировании выше в 1,3–6,2 раза по сравнению с одноступенчатым способом цементирования. Эти данные свидетельствуют об эффективности двухступенчатого способа цементирования при низкой проницаемости пластов (<10 мД).

Причины столь существенных изменений могут быть в следующем.

Объем тампонажного раствора, прокачиваемого через продуктивный пласт и контактирующего с ним, составляет при:

одноступенчатом способе – 65–70 м³;
двухступенчатом способе – 25–30 м³.

Давление столба цементного раствора при:

одноступенчатом способе – 41,0–50,0 МПа;

двухступенчатом способе – 32,0–40,0 МПа.

Очевидно, что происходит уменьшение времени контакта с пластом в 2–2,5 раза, снижение давления столба цементного раствора на пласт примерно на 10,0 МПа и, как следствие, пропорциональное снижение объемов проникновения фильтрата в 2–2,3 раза при двухступенчатом способе цементирования.

Именно поэтому вопросы управления водоотдачей тампонажных растворов стали выходить на первый план.

Мы считаем, что для снижения водоотдачи тампонажных растворов необходимо использовать химические реагенты, оказывающие минимальное отрицательное воздействие на свойства раствора и камня на его основе. Эти реагенты должны ограничить количество фильтрата, проникающего в пласт, и не должны изменять фазовой проницаемости пласта для нефти.

Таблица 1. Влияние способа цементирования на удельные дебиты скважин (куст 3)

| № скв. | Способ цементирования | Характеристика пласта | | | | | K _{пр} , мД | Q _н , т/сут | q _н , т/сут-м | q _{н,ср} , т/сут-м |
|--------|-----------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | | h _{эф} , м | h _{эф(н+в)} , м | h _{перф} , м | h _{перф} , м | h _{перф} , м | | | | |
| 3/454 | одноступенчатый | - | 4,1 | 5,5 | 6,7 | 6,7 | 2,1 | 0,38 | 0,566 | |
| 3/455 | | - | 6,3 | 5,0 | н/д | 2,0 | 0,4 | | | |
| 3/456 | | 11,1 | - | 9,0 | н/д | 6,65 | 0,74 | | | |
| 3/101 | двухступенчатый | 13,4 | - | 11,0 | 5,7 | 7,97 | 0,72 | 0,763 | | |
| 3/102 | | 12,1 | - | 11,0 | н/д | 8,38 | 0,76 | | | |
| 3/451 | | 9,9 | - | 10,0 | 6,3 | 7,33 | 0,73 | | | |
| 3/452 | | 7,0 | - | 5,0 | 2,6 | 3,15 | 0,63 | | | |
| 3/53 | | 15,5 | - | 10,0 | 6,3 | 10,0 | 1,0 | | | |

Таблица 2. Влияние способа цементирования на удельные дебиты скважин (куст 7)

| № скв. | Способ цементирования | h _{перф} , м | Q _н , т/сут | q _н , т/сут-м | q _{н,ср} , т/сут-м |
|--------|-----------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| 7/516 | одноступенчатый | 8,8 | 3,45 | 0,34 | 1,29 |
| 7/517 | | 8,5 | 10,25 | 1,21 | |
| 7/175 | | 13,0 | 12,6 | 0,96 | |
| 7/515 | | 10,5 | 20,37 | 2,04 | |
| 7/173 | | 12,0 | 27,4 | 2,28 | |
| 7/174 | двухступенчатый | 24,0 | 22,85 | 0,95 | 4,18 |
| 7/149 | | 4,2 | 4,3 | 1,02 | |
| 7/147 | | 2,0 | 12,08 | 6,04 | |
| 7/514 | | 3,5 | 19,2 | 5,49 | |

Примечание:

- h_{эф} – эффективная толщина;
- h_{эф(н+в)} – нефтеводонасыщенная толщина;
- h_{перф} – высота перфорированного участка;
- K_{пр} – коэффициент проницаемости;
- q_н – удельный дебит нефти;
- q_{н,ср} – средний удельный дебит нефти;
- Q_н – дебит скважины.

Многие негативные явления, по нашему мнению, обусловлены недостатком информации о фильтрационных свойствах растворов, поскольку при оценке их водоотдачи по существующим методикам имеется несоответствие с реальными условиями скважины. Если в условиях реального пласта процесс фильтрации происходит в пористой среде, где всевозможные эффекты на поверхности раздела фильтрат – твердое тело, в частности, капиллярные явления, играют не последнюю роль, то на традиционных приборах фильтрация происходит через тонкий фильтр. Совершенно очевидно, что отличие в фильтрационных средах не может не влиять на результаты испытаний.

В настоящее время на практике фильтрационные свойства тампонажных материалов оцениваются, как правило, по коэффициенту водоотдачи – количеству жидкости, проходящей через малопроницаемую мембрану при заданном перепаде давления. Скорость фильтрации при этом пропорциональна дисперсности цемента, его концентрации в растворе и вязкости. При подобном способе величина данного показателя определяется толщиной и плотностью цементной корки, а также объемными свойствами жидкой фазы. Продолжительность опыта – ~30 мин, что существенно меньше времени структурообразования тампонажного раствора, поэтому за данное время жидкость не успевает мобилизоваться в формирующуюся структуру раствора.

Из ранее проведенных исследований следует, что объемная вязкость, определяющая величину водоотдачи и скорость ее изменения, пропорциональна тангенсу угла наклона в течение всего времени наблюдения для воды (рис. 1, прямая 1) или первых минут фильтрации полимерных растворов (линии 2 и 3).

Из ранее проведенных исследований следует, что объемная вязкость, определяющая величину водоотдачи и скорость ее изменения, пропорциональна тангенсу угла наклона в течение всего времени наблюдения для воды (рис. 1, прямая 1) или первых минут фильтрации полимерных растворов (линии 2 и 3).

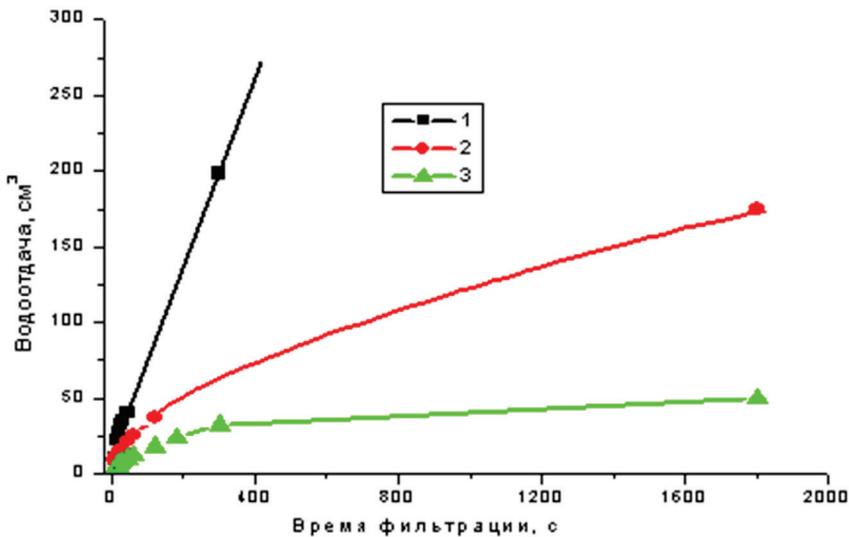


Рисунок 1. Кинетика водоотдачи водных растворов ВПК-402:
линия 1 – 0%; линия 2 – 1,5%; линия 3 – 7%

Нелинейность последних зависимостей, снижение скорости фильтрации на последнем этапе обусловлены образованием полимерной пленки на фильтре (фильтр-пресс, или прибор ВМ-6), фильтрационное сопротивление которой, определяемое толщиной и плотностью пленки, пропорционально концентрации высокомолекулярного соединения (далее – ВМС).

Качественное изменение кинетических кривых начинается при содержании полимера, превышающем 1%: при этом

резко уменьшается угол наклона кинетических фильтрационных зависимостей и наблюдается перегиб концентрационных кривых водоотдачи за 30 мин (рис. 2). По-видимому, указанная концентрация является критической концентрацией ассоциатообразования, при которой усиливается коллективное взаимодействие в растворе, возникают агрегаты молекул и надмолекулярная структура на их основе, приводящие к увеличению консистенции жидкости.

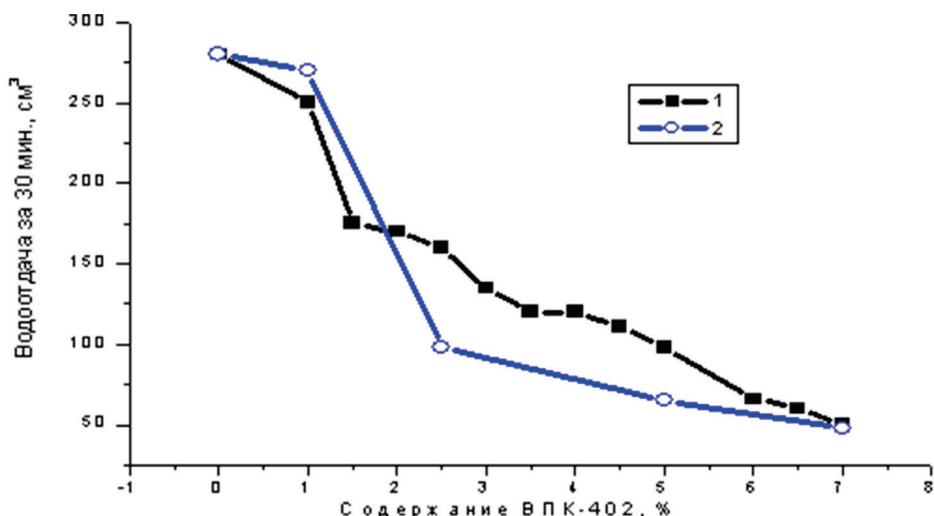


Рисунок 2. Концентрационные зависимости водоотдачи водных (1) и тампонажных (2) растворов

Из сопоставления концентрационных кривых водоотдачи для водных (линия 1) и тампонажных (линия 2) растворов одного и того же полимера можно сделать вывод о том, что при низких и высоких концентрациях полимера водоотдача последних (ПЦ – портландцемент, при водоцементном отношении (далее – В/Ц), равном 0,5) определяется теми же факторами, что и в рассмотренных выше водных растворах – объемной вязкостью дисперсионной среды и параметрами полимерной пленки.

При исследовании водных растворов полимеров обнаружился эффект резкого усиления их неньютоновских аномалий и снижения водоотдачи в присутствии солей кальция (табл. 3). Последние применяются обычно в качестве ускорителей схватывания и твердения тампонажных растворов, поэтому выявление природы указанного эффекта представляет интерес как для уточнения механизма их действия в цементном растворе, так и для прогнозирования продвижения фильтрата в пористой среде.

Таблица 3. Сравнение вязкости водных растворов оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ) и их фильтратов

| № | Состав раствора, % | | | | Водоотдача, см ³ /мин | Динамическая вязкость, мПа·с | |
|---|--------------------|-------------------|---------------------|------------|----------------------------------|------------------------------|----------|
| | ОЭЦ | CaCl ₂ | Ca(OH) ₂ | Техн. вода | | раствор | фильтрат |
| 1 | 0,40 | - | - | остальн. | 35/12 | 18,4 | 14,62 |
| 2 | 0,40 | - | 1,00 | - " - | 35/1 | 5,08 | 4,4 |
| 3 | 0,40 | 40,0 | - | - " - | 7/30 | 129,71 | 23,75 |
| 4 | 0,40 | 40,0 | 1,00 | - " - | 2/30 | 144,23 | 15,88 |

Из анализа табличных данных следует, что водоотдача водных растворов оксиэтилцеллюлозы (далее – ОЭЦ) с хлористым кальцием снижается в 5 и более раз даже при значительно меньшей продолжительности опытов с исходным (без добавок) раствором, а динамическая вязкость растворов в той же степени увеличивается.

Описанные изменения фильтрационных свойств водных растворов ВМС в присутствии неорганических солей связаны с известным эффектом «электролитного набухания», суть которого состоит в изменении конформаций молекул, их «распрямлении» или «сворачивании» при нарушении баланса сил электростатического отталкивания и притяжения под действием вводимых в систему анионов и катионов органической или неорганической природы [7]. В рассматриваемом случае катионы Ca²⁺, нейтрализуя отрицательно заряженные боковые группы ОЭЦ, усиливают тем самым межмолекулярное взаимодействие в объеме жидкости и ее структурную эффективную вязкость. Разрушение объ-

емости жидкости и ее структурную эффективную вязкость. Разрушение объ-

емной структуры раствора при течении сквозь фильтр вызывает снижение вязкости фильтра практически до исходной величины.

Если к тому же учесть, что растворы большинства полимеров при течении в тонких порах и капиллярах, как правило, проявляют аномальные свойства, то перенос результатов испытаний на фильтрационных приборах (фильтр-пресс, ВМ-6 и др.) на пластовые условия становится некорректным. В пользу такого утверждения косвенно говорит и тот факт, что растворы многих реагентов, проявляя ньютоновские свойства при течении в трубах, резко изменяют свои свойства при течении в тонких порах и капиллярах.

Поскольку поведение таких систем при течении в пористой среде будут определены, главным образом, соотношением размеров макромолекул полимеров и тонких каналов среды, то один и тот же полимер будет вести себя по-разному, в зависимости от размера каналов.

Идея состоит в использовании аномалий в поведении дисперсных систем как способа предотвращения нерегулируемого и глубокого проникновения фильтратов в продуктивный пласт. При этом реагент-понижитель водоотдачи должен в объемных (макроскопических) условиях (в трубах и затрубном пространстве) отвечать всем требованиям технологии бурения и крепления, а в пористой среде (микроскопических условиях) усиливать неньютоновские аномалии фильтратов и блокировать поровые каналы, снижая тем самым объем жидкости, проникающей в приствольную область, и уменьшая степень загрязнения последнего [8-10].

Предложенный механизм похож на технологию снижения водоотдачи за счет применения реагентов, коагулирующих поры пласта. Однако в данном случае коагуляция происходит за счет структурирования фильтра в результате действия поверхностных и капиллярных сил, создания структурно-механического барьера, блокирующего поры и препятствующего дальнейшему продвижению фильтра в пласт.

Степень структурирования зависит от размера пор, заряда поверхности, вида и концентрации полимера, поэтому выбираемые реагенты не будут иметь универсальный характер: каждый из них имеет вполне определенную область эффективного применения по размерам пор, составу коллектора, давлению, температуре и т.п.

Принципиально важно, что жидкость затворения при этом не удаляется из там-

понажного раствора, а, значит, он не меняет своих характеристик и не вызывает осложнения в процессе цементирования. Естественно, реагент должен оказать минимально вредное влияние на технологические свойства цементного раствора и камня.

Возможность снижения проницаемости фильтрующей породы за счет высоковязких веществ, находящихся в пласте, можно показать на примере гелеобразующих композиций на основе биополимеров или алюмосиликатов [11]. В то же время гелеобразующие композиции для эффективной работы должны глубоко проникать в пласт, а реагенты-понижители водоотдачи, работающие по предложенному механизму, должны сохранять коллекторские свойства пласта за счет минимального проникновения в пласт.

В соответствии с положениями физико-химической механики дисперсных систем жидкость на границе раздела приобретает свойства контактирующих фаз, т.е. на границе с твердой фазой – породой – она должна приобретать твердообразные свойства, формируя пристенные (граничные) слои с аномально высокими структурно-механическими свойствами. Подобных явлений в пористой среде следует ожидать и от фильтратов буровых и тампонажных растворов, представляющих собой смесь высокомолекулярных органических и неорганических компонентов.

По этой причине для направленного регулирования фильтрационных характеристик и прогнозирования глубины проникновения фильтратов в пласт стандартных показателей фильтрационных свойств, характеризующих величину водоотдачи, далеко недостаточно.

Микрореологические (в масштабе пор) исследования полимерных регуляторов фильтрации проводились на оригинальной установке, реализующей схему прибора Вейлера–Рейбинера [12]. Суть метода исследования, реализуемого в установке, состоит в регистрации изменений резонансных параметров колебательной системы, вызванных вязкими или упругими свойствами жидкости, контактирующей с твердым телом в зазорах различной величины. Диапазон моделируемой в опытах проницаемости пористой среды охватывал интервал от тысячных до десятых долей мкм².

По полученным данным рассчитываются реологические и гидродинамические параметры жидкости в порах данного размера. Преимуществом данного метода

исследования по сравнению с другими, применяемыми в реометрии буровых растворов, является возможность получения информации о физическом состоянии и условиях движения флюидов в пористой среде, что может быть непосредственно использовано в гидродинамических расчетах при бурении или разработке нефтяных месторождений.

При проведении экспериментов образец исследуемой жидкости – фильтрата цементного раствора – помещался в рабочий узел установки – узкий зазор фиксированной величины, соответствующий характерным размерам пористой среды. При этом исследовалась кинетика структурообразования образца жидкости, ее установившиеся структурно-механические свойства как при фиксированной скорости сдвига, так и в широком интервале, охватывающем значения последней в пристволенной и забойной зонах.

Характерным для опытов на пористой среде является увеличение перепада давления в пределах порядка и пропорциональное снижение проницаемости уже в течение первого часа фильтрации или после прохождения одного порового объема фильтрата. Последнее связано со структурно-механической коагуляцией пористой среды, а именно процессом «запечатывания» пор из-за модификации надмолекулярной структуры фильтрата при контакте с породой.

На это однозначно указывает сопоставление фильтрационных и микрореологических параметров в реальном масштабе времени. В узких зазорах, размеры

которых соответствуют среднему радиусу ядер, вязкопластичные (по стандартным методикам) жидкости приобретают несвойственные им в обычных условиях аномальные физические свойства: появляются модуль сдвига и вязкость, величина которой возрастает в пределах порядка. Это означает, что применение нестандартного подхода к разработке технологических жидкостей позволяет подобрать компонентный состав, обеспечивающий надежную изоляцию пристволенной области от загрязнения уже на начальном этапе.

В качестве регуляторов фильтрации тампонажных материалов рассматривались гивпан (гелеобразующий состав на основе акрилового полимера), ОЭЦ (оксиэтилцеллюлоза), гипан (гидролизированный полиакрилонитрил), ВПК (синтетический полиэлектролит катионного типа) и др. [9].

Установлено, что в порах микронной толщины разбавленные водные растворы полимеров проявляют вязкоупругие свойства, не свойственные подобным жидкостям в обычных условиях: динамическая вязкость кратно превышает объемные значения этого параметра, а наличие сдвиговой упругости, характеризующей способность тел к сопротивлению изменению формы, указывает на наличие твердообразной структуры в данных растворах.

При этом микрореологические параметры плохо коррелируют с объемными. К примеру, гипан и ВПК-402 имеют весьма посредственные стандартные объемные показатели, в порах же они превосходят по своим свойствам более высокомолекулярные образцы (табл. 4).

Таблица 4. Вязкоупругие свойства растворов полимеров в узких зазорах

| Полимер | Концентрация, % | Размер зазора, мкм | Эффективная вязкость, мПа·с | Модуль сдвига, кПа |
|---------|-----------------|--------------------|-----------------------------|--------------------|
| ВПК-402 | 0,2 | 1,5 | 59,4 | 2,83 |
| ВПК-402 | 0,2 | 6,0 | 55,2 | 1,43 |
| ВПК-402 | 0,5 | 1,5 | 53,3 | 2,59 |
| ВПК-402 | 0,5 | 6,0 | 20,5 | 1,62 |
| Гипан | 0,2 | 1,5 | 171 | 0,14 |
| Гипан | 0,2 | 6,0 | 101 | 0,15 |
| Гипан | 0,5 | 1,5 | 15,2 | 0,27 |
| Гипан | 0,5 | 6,0 | 12,2 | 0,09 |
| ПАА | 0,2 | 1,5 | 10,4 | 0,10 |
| ПАА | 0,2 | 6,0 | 10,0 | 0,06 |
| ПАА | 0,5 | 1,5 | 66,7 | 0,24 |
| ПАА | 0,5 | 6,0 | 31,0 | 0,09 |
| КМЦ-600 | 0,5 | 1,5 | 44,2 | 0,18 |
| КМЦ-600 | 0,5 | 6,0 | 31,8 | 0,05 |

Например, для ВПК-402 по мере уменьшения величины узкого зазора неньютоновские аномалии заметно усиливаются, и кривая течения приобретает характерный для твердообразного тела вид, количественные характеристики которого превосходят аналогичные параметры других реагентов.

Следует отметить, что заметные изменения при фильтрации наблюдались только при концентрациях полимера выше 1,0 %. По мере уменьшения величины узкого зазора неньютоновские аномалии заметно усиливаются, и кривая течения приобретает характерные для твердообразного тела вид, количественные характеристики которого (эффективная динамическая вязкость, критические напряжения сдвига) кратно превосходят аналогичные параметры гипана и других реагентов.

Более сильная модификация структурно-механических свойств ВПК-402, уступающего по стандартным показателям растворов другим реагентам, обусловлена

спецификой молекулярно-поверхностного взаимодействия жидкости с твердым телом. Опыт исследований пластовых флюидов, полимерных растворов и безглинистых промывочных жидкостей [2] говорит о том, что подобный эффект, степень модификации определяется действием двух конкурирующих процессов – когезионным и адгезионным взаимодействием в системе жидкость – твердое тело.

Для количественной оценки фильтрационных качеств фильтрата в пористой среде необходимы данные о консистенции и факторах, определяющих ее в этих условиях, динамике структурно-механических свойств, характере и условиях движения в поровых каналах разной величины.

На первом этапе решения этой задачи исследовались фильтраты цементных растворов ($V/C = 0,5-1,0$) без каких-либо функциональных добавок.

Полученные данные свидетельствуют об аномально высоких структурно-механических свойствах фильтрата в узких зазорах микронной величины (рис. 3-4).

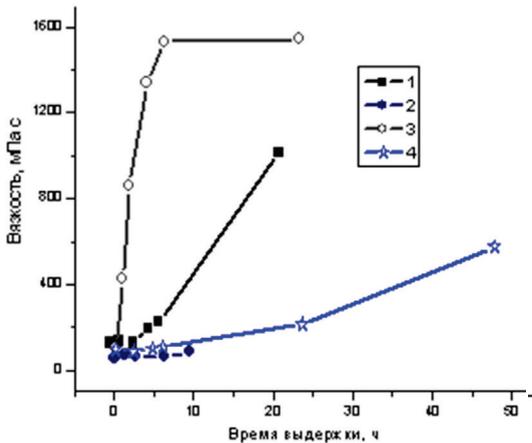


Рисунок 3. Влияние размера капилляра на вязкость фильтрата цементного раствора: 1 – 1 мкм ($V/C = 1,0$); 2 – 2 мкм ($V/C = 1,0$); 3 – 2 мкм ($V/C = 0,5$); 4 – 5 мкм ($V/C = 0,5$)

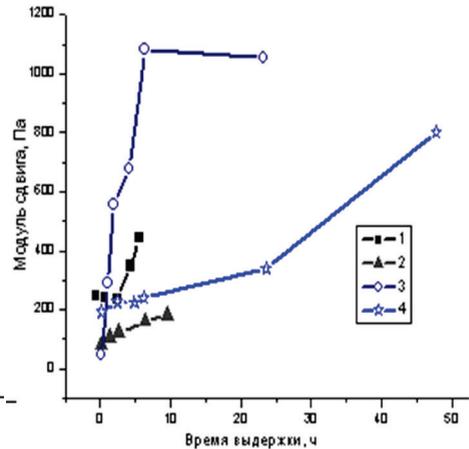


Рисунок 4. Влияние размера капилляра на упругие свойства фильтрата цементного раствора: 1 – 1 мкм ($V/C = 1,0$); 2 – 2 мкм ($V/C = 1,0$); 3 – 2 мкм ($V/C = 0,5$); 4 – 5 мкм ($V/C = 0,5$)

Из рисунков видно, что уже в начале контактного взаимодействия вязкость всех проб достигает ~ 100 мПа·с, что кратно превышает объемные значения этого параметра. Дальнейшее изменение вязкости определяется величиной узкого зазора (линии 1 и 2, 3 и 4) и V/C (линии 2 и 3), и уменьшение этих факторов приводит к усилению неньютоновских свойств фильтрата. По уровню консистенции линии 1

и 3 соответствуют гелеобразному состоянию образцов, объемная вязкость которых не превышает 56 мПа·с.

Факторы, обуславливающие аномальные свойства, – водоцементное отношение (V/C) и размер узкого зазора – имеют сугубо поверхностную природу: уменьшение зазора усиливает действие твердой фазы, а микрочастицы цемента, как наполнитель дисперсной системы, увеличивают

площадь контактного взаимодействия и дополнительно структурируют фильтрат в поровом объеме. Этим объясняются более высокие скорости структурообразования и уровень вязкости при снижении величины В/Ц (линия 3).

Анализ особенностей течения образцов фильтрата показал, что оно отвечает реологической модели вязкопластичного тела, а критические напряжения – градиенты давления – в этих условиях соизмеримы с призабойными. Последнее дает основание полагать, что малопроницаемые пропластки могут быть надежно «запечатаны» за счет структурно-механической кольматации фильтрата даже без добавок ВМС.

Из приведенных данных следует, что перечисленные выше факторы оказывают существенное влияние на все фазы структурообразования и уровень модификации структурно-механических свойств: уменьшают размеры узкого зазора (линии 1, 2 и 3, 4) и В/Ц (линии 3, 4), увеличивают угол наклона кривых, пропорциональный скорости формирования надмолекулярной структуры и величину вязкоупругих свойств. Подобное действие оказывает увеличение количества цемента в растворе на стандартные показатели тампонажных суспензий, снижая растекаемость образцов и водоотдачу по мере увеличения его доли в растворе.

Принципиальным здесь является различие в компонентном и долевом составе сравниваемых образцов – собственно тампонажного раствора и его фильтрата, представляющего собой его дисперсионную среду. Влияние В/Ц в последнем случае имеет сугубо поверхностную природу и обусловлено дополнительным «объемным» структурированием фильтрата в узком зазоре на твердой фазе – частицах цемента, оставшихся в жидкой фазе после филь-

трации через мембрану прибора фильтра, либо кристаллах гидратных образований. Механизм этого явления описан П.А. Ребиндером [13] и состоит в увеличении количества гранично-связанной жидкости в поровом объеме за счет контактного взаимодействия со взвешенными частицами твердой фазы, что эквивалентно усилению действия поля твердой поверхности или уменьшению величины узкого зазора. Этот механизм позволяет объяснить и более сильную зависимость микрореологических свойств фильтрата от величины В/Ц, чем от размеров узкого зазора: видно, что вязкость и упругость фильтрата с меньшим В/Ц в зазоре 5 мкм соизмеримы с такими же показателями жидкости в значительно меньшем капилляре, но с В/Ц = 1,0 (линии 1 и 4).

При выдержке фильтрата, полученного из раствора с большим В/Ц, в узком зазоре свыше 20 ч он приобретает свойства структурированной неньютоновской жидкости (рис. 5).

Такой закон течения характерен для коагуляционных структур, обладающих тиксотропными свойствами. Отсутствие начального напряжения сдвига говорит о том, что движение фильтрата в пористой среде возможно даже при малых перепадах давления, а его «водоотдача» будет высокой.

Увеличение доли цемента вдвое способствует возникновению твердообразной структуры, на что указывает наличие предельного напряжения сдвига и несходимость линейной части кривой течения в начало координат (рис. 6). Подобная кривая течения характерна для более хрупких структур кристаллизационного типа на основе гидроалюмината. Течение фильтрата здесь возникает при напряжениях, превышающих критическое (~11,2 Па).

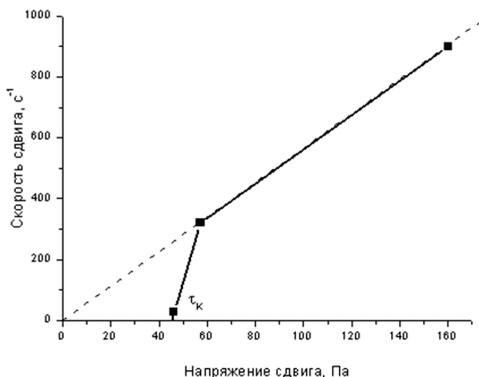


Рисунок 5. Кривая течения фильтрата (В/Ц = 1,0) после 22 ч выдержки в узком зазоре 1 мкм

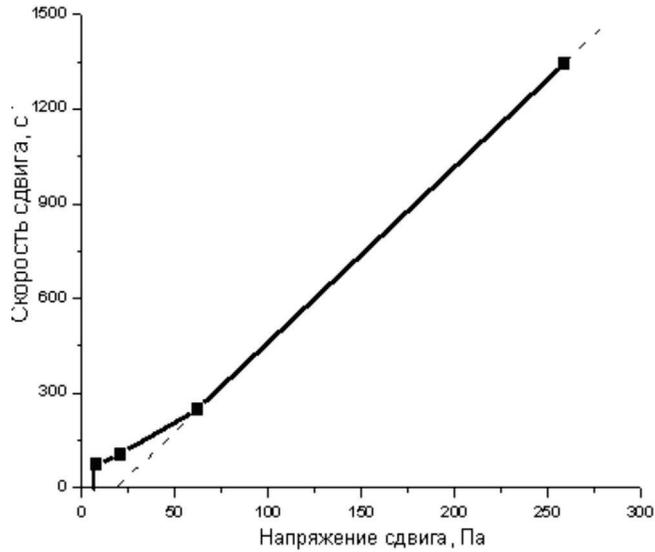


Рисунок 6. Кривая течения фильтра с В/Ц = 0,5 после 30 ч выдержки в узком зазоре 2 мкм

Изменение концентрации полимера неаддитивно влияет на все показатели фильтра. При малых концентрациях ВПК-402 фильтр характеризуется относительно низкой вязкостью и высокой скоростью структурообразования на первом

этапе контактного взаимодействия и сильной зависимостью от размеров узкого зазора (рис. 7). Динамика структурообразования, как видно из приведенных данных, резко снижается через 5–6 ч выдержки фильтра в узком зазоре.

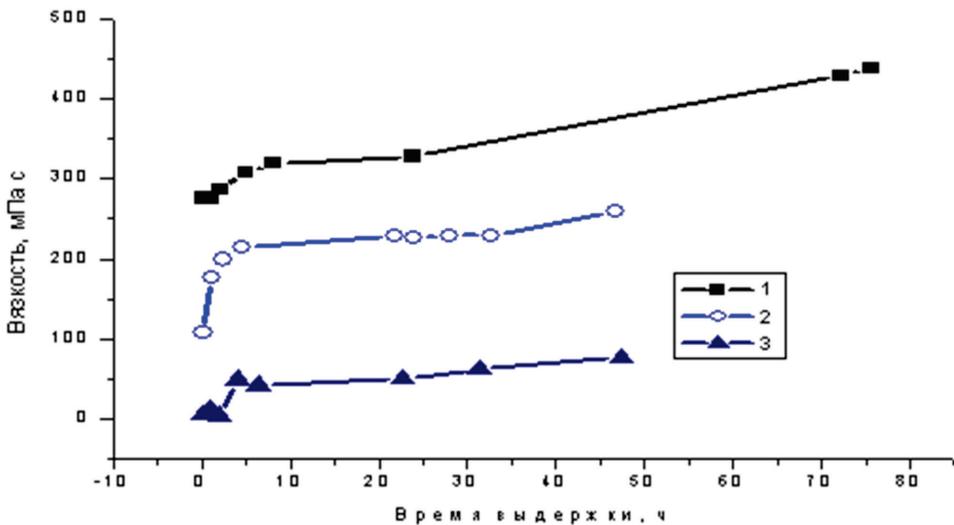


Рисунок 7. Динамика вязких свойств фильтра с 5%-й добавкой ВПК-402 в узких зазорах разной величины: 1- 1 мкм; 2 – 2 мкм; 3 – 5 мкм

Увеличение доли полимера в растворе до 10% приводит к непропорциональному росту вязкости и увеличению продолжительности структурообразования на поздней стадии. Описанные явления имеют молекулярно-поверхностную природу, что следует из сильной зависимости рассматриваемых параметров фильтрата от величины узкого зазора.

В пористой среде на эти факторы накладывается действие капиллярных и поверхностных сил, еще более усложняющих анализ протекающих процессов.

Обобщение микрореологических исследований фильтрата с добавками полимера в диапазоне концентраций 0–10% показывает, что в узких зазорах малого

размера (до 2 мкм) исходный фильтрат по уровню структурно-механических свойств и динамике их нарастания превосходит его растворы с ВПК-402, причем по мере увеличения зазора продолжительность индукционного периода снижается.

Нелинейная, экстремальная зависимость неньютоновских свойств жидкости, их динамики от величины узкого зазора и концентрации является характерной особенностью структурообразования на межфазных границах и имеет молекулярно-поверхностную природу. Из рис. 8 видно, что по мере увеличения диаметра пор кривизна рассматриваемых зависимостей уменьшается, и они приобретают все более линейный характер (линии 3 и 4).

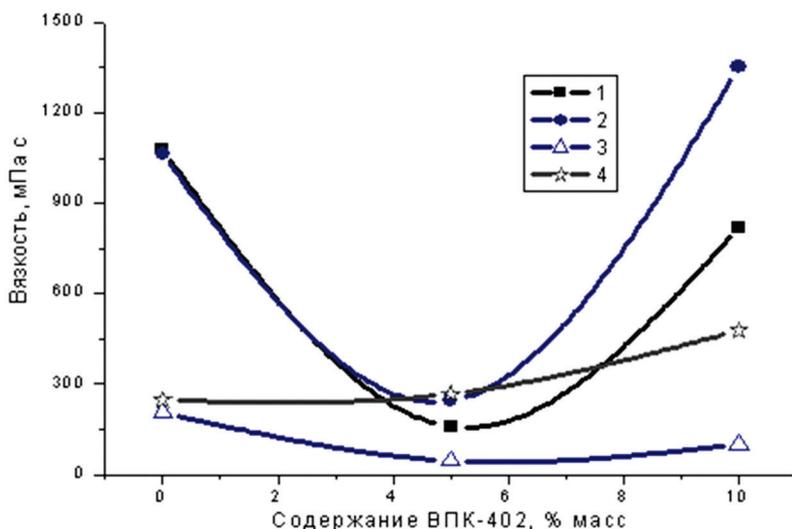


Рисунок 8. Зависимость вязкости фильтрата от концентрации ВПК-402, времени выдержки и величины узкого зазора: 1 – 10 ч, 2 мкм; 3 – 10 ч, 5 мкм;

Практический аспект обсуждаемых результатов состоит в том, что они позволяют обосновать область рационального применения понизителей водоотдачи. В частности, из представленных данных следует, что в порах малой величины (диаметр до 2 мкм) фильтрат и его концентрированный раствор (линии 1 и 2) проявляют подобные вязкие свойства, что дает основание исключить применение полимерной добавки в низкопроницаемых пропластках проницаемостью до тысячных долей мкм². Более того, как видно из тех же кривых, малые дозы полимера напротив могут привести к снижению вязкости флюида и его прорыву в приствольную зону. В более проницаемых коллекторах для увеличения фильтрационного сопротивления применение полимерного реагента оправдано

и необходимо, поскольку оно возрастает пропорционально количеству полимера в растворе.

Выводы

Лабораторными и промышленными исследованиями установлен новый фактор регулирования антифильтрационных свойств технологических буровых жидкостей – структурно-механическая кольматация пористой среды, обусловленная усилением неньютоновских свойств фильтрата при контакте с породой.

Применение изложенного в практике бурения требует изменения сложившихся стереотипов о способах сохранения продуктивных свойств пласта и принципиаль-

ной модификации стандартных методик анализа водоотдачи технологических буровых жидкостей.

Реагенты-понижители водоотдачи тампонажных растворов должны в объемных условиях в затрубном пространстве отвечать всем требованиям технологии цементирования, а в пористой среде усиливать неньютоновские аномалии фильтрации и блокировать поровые каналы, снижая тем самым объем фильтрации в пристволенной области и степень загрязнения последней.

По оригинальной методике определены микрореологические свойства фильтратов тампонажных растворов. Установлено, что фильтрат цементного раствора в узких зазорах микронной величины проявляет аномально высокие структурно-механические свойства. В самом начале контактного взаимодействия его вязкость достигает ~100 мПа*с, чтократно превышает объемные значения этого параметра. С уменьшением величины узкого зазора и водоцементного отношения неньютоновские свойства фильтрации усиливаются.

Список использованной литературы

Шахмаев З.М., Рахматуллин В.Р. Физико-химическое воздействие буровых растворов на продуктивные пласты. – Тезисы докладов сем. - дискуссии по проблемам первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин УГНТУ, Уфа, 1996, с. 49-53.

Андресон Б.А., Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы применения безглинистых полисахаридных растворов для заканчивания скважин. – Уфа, 2004, 250 с.

Петров Н.А., Кореняко А.В., Типикин С.Н. и др. Конструкции забоев скважин в геолого-технических условиях Ноябрьского региона (Обзорная информация). – ВНИИОЭНГ, М., 1997, 68 с.

Петров Н.А., Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Ногаев Н.А. Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности. – Недра, СПб., 2004, 408с.

Абдрахманов Г.С., Ибатуллин Р.Х. Техника и технология защиты продуктивных пластов от блокирования буровым и цементным растворами. – Тезисы докладов сем. – дискуссии по проблемам первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. – УГНТУ, Уфа, 1996, с. 33-35.

Петров Н.А., Кореняко А.В., Есипенко А.И., Агзамов Ф.А. и др. Комплексная технология строительства скважин с использованием гидрофобизаторов в технологических жидкостях и высокочастотных технических средств для обработки стенок скважины в компоновках колонн (Обзорная информация). – ВНИИОЭНГ, М., 1997, 72 с.

Виноградов В.Г., Малкин А.Я. Реология полимеров. – Химия, М., 1977, 440 с.

Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. – Геоинформак, М., 2000, 56 с.

Комлева С.Ф., Измухамбетов Б.С., Кондрашев О.Ф. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей. Под редакцией Агзамова Ф.А. – Уфа, 2008, 188 с.

Агзамов Ф.А., Кондрашев О.Ф., Комлева С.Ф. О необходимости учета коллекторских свойств пласта при выборе реагентов регуляторов фильтрационных характеристик буровых и тампонажных растворов. – Научно-технический журнал «Георесурсы», 2012, № 3 (44), с. 55-61.

Галлямов И.М., Плотников И.Г., Шувалов А.В., Гарифуллин Ш.С. Гелеобразующие технологии на основе алюмохлорида. – Нефтяное хозяйство, 1996, №2, с.32-35.

Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Исследование микрореологических свойства полимерных буровых растворов. – Изв. вузов. Серия.: Нефть и газ., 2002, № 2, с. 30-37.

Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика. – Наука, М., 1979, с. 381.

ЖҰҚА КЕУЕКТЕР МЕН КАПИЛЛЯРЛАРДАҒЫ ЦЕМЕНТ ЕРІТІНДІЛЕРІ СҮЗІНДІЛЕРІНІҢ ҚАЛЫПТАН ТЫС ӨРЕКЕТІ ТУРАЛЫ

Ф.А. Агзамов, Б.Т. Өмірәлиев, С.Ф. Комлева, О.Ф. Кондрашев

Ұңғымаларды бекіту кезінде өнімді қабаттардың ластануын жұқа қабаттардағы фильтраттардың қасиеттерін өзгерту арқылы азайтуға болады, онда жоғары молекулалық қосылыстары бар фильтраттар қалыптан тыс тұтқырлыққа ие болады және қатты жүйелердің қасиеттерін алу үшін құрылымдалған. Жүргізілген зерттеулер тампонаждық ерітінділердің су бергіштігін реттеу үшін фильтраттардың аномальды қасиеттерін пайдалану мүмкіндігін көрсетті.

Түйінді сөздер: цемент ерітіндісі; фильтрат; су бергіштік; ньютондық емес қасиеттер; жер үсті құбылыстар.

THE ANOMALOUS BEHAVIOR OF FILTERS OF CEMENT SOLUTIONS IN FINE PORES AND CAPILLARS

F.A. AGZAMOV, B.T. UMRALIYEV, S.F. KOMLEVA, O.F. KONDRASHEV

Contamination of productive formations during well casing can be reduced by taking into account changes in the properties of filtrate in thin pores of formations, in which filtrates containing high-molecular compounds acquire abnormal viscosity and are structured, acquiring the properties of solid-like systems. The studies have shown the possibility of using the abnormal properties of the filtrate to regulate the fluid loss of cement slurries.

Key words: cement slurry; filtrate; fluid loss; non-Newtonian properties; surface phenomena.

Информация об авторах

Агзамов Фарит Акрамович – докт. техн. наук, профессор, faritag@yandex.ru.

Комлева Светлана Фаритовна – канд. техн. наук, доцент, svet1001@yandex.ru.

Кондрашев Олег Федорович – докт. техн. наук, профессор, kondr_of@mail.ru.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия.

Умралиев Бауржан Тажикенович – докт. техн. наук, заместитель директора департамента технологий бурения, b.umrallyev@niikmg.kz.

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

УДК 338.12.015: 338.12.017. (338.124.4)

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРИЧИНЫ ВЫХОДА ЕХХОНМОБИЛ ИЗ ИНДЕКСА ДОУ-ДЖОНСА 31 АВГУСТА 2020 ГОДА: УРОКИ И ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО РЫНКА И КАЗАХСТАНА

Ж.А. Кулекеев, Е.А. Пак

В данной статье на базе теории длинных волн Кондратьева и теории перенаселения капитала дается подробное объяснение причин беспрецедентного выхода Exxon Mobil из индекса Доу-Джонс 31 августа 2020 г.

Согласно мнению авторов, кризис на нефтяном рынке в 2020 г., триггером которого стал коронавирус, был ожидаемым и объясняется природой экономического развития, а именно – сменой 5-го технологического уклада на 6-й. Принимая во внимание тот факт, что нефть является основным энергоносителем 5-го технологического уклада, очевидно, что смена данного уклада не может не отразиться на рынке нефти, и процесс потери нефтяным рынком своих позиций не является спонтанным, поскольку интенсивное развитие новых технологий и резкий рост инвестиций в альтернативные источники энергии обусловили сокращение темпов потребления нефти.

Ключевые слова: индекс Доу-Джонсона, длинные волны Кондратьева, перспективы нефтяной отрасли, альтернативная энергетика.

25 августа 2020 г. S&P Dow Jones Indices объявила, что 31 августа 2020 г. компания Exxon Mobil будет исключена из индекса Доу-Джонса. Это событие воспринимается в качестве ознаменования окончания эры нефти, и доля правды в

этом есть. Однако данная экономическая трансформация нуждается в комплексном анализе для понимания полноты происходящей ситуации. Давайте рассмотрим этот вопрос по порядку.

Содержание индекса Доу-Джонса

Впервые термин «индекс Доу-Джонса» был введен в 1884 г. владельцем компании Dow Jones & Company и редактором газеты Wall Street Journal. Данный индекс первоначально включал в себя среднюю стоимость акций 11 крупнейших американских компаний. Приставка «промышленный» была добавлена к нему в 1896 г., отражая тот факт, что вошедшие в индекс компании относились к промышленному сектору экономики. На данный момент

промышленный индекс Доу-Джонса (Dow Jones Industrial Average) – это фондовый индекс, отражающий среднюю стоимость акций уже 30 крупнейших компаний США.

Несмотря на то, что индекс все еще называется «промышленным», туда уже давно входят не только промышленные компании. Таким образом, слово «промышленный» в названии индекса Доу-Джонса – не более, чем дань истории.

История компании ExxonMobil

Компания ExxonMobil – американская нефтяная компания, одна из крупнейших в мире – являлась участником индекса Доу-Джонса с 1928 г., а потому исключение данной компании – действительно знаменательное событие, хотя и ожидаемое в современных условиях. Теперь попытаемся ответить на вопрос, почему судьба ExxonMobil не может быть проигнорирована Казахстаном. Для этого достаточно вспомнить, что ExxonMobil, будучи компа-

нией, деятельность которой охватывает полный спектр нефтегазового производства – от разведки до распространения и продажи – в 1993 г. стала партнером Казахстана по разведке нефтяных месторождений Каспийского моря.

Тогда, являясь единственным американским участником консорциума по Каспийскому морю, ExxonMobil проводила исследования нефтегазовых перспектив Каспийского моря Казахстана. С момента

начала партнерских отношений компания ExxonMobil постепенно стала важным инвестором нашего нефтегазового сектора. Так, в 1996 г. компания приобрела 14,3% акций Оффшор Казахстан Интернэшнл Оперейтинг Компани (ОКИОК). В этом же году ExxonMobil приобрела 25%-ую долю участия в совместном предприятии Тенгизшевройл. Прямые инвестиции со стороны ExxonMobil положительно сказались на развитии Тенгизшевройла: с момента приобретения компанией доли участия в этом проекте уровень добычи предприятия вырос со 100 до 600 тыс. барр. нефти в день на 2019 г.

Будучи лидером нефтяного рынка, ExxonMobil долго оставалась лидером роста стоимости акций, или так называемой «голубой фишкой». К примеру, если в 1996 г. акции ExxonMobil торговались по \$20 за акцию, то уже в сентябре 2014 г. 1 акция продавалась на уровне \$104,76, хотя пик роста стоимости компании пришелся на 2007 г., когда её капитализация достигла

\$525 млрд. После кризиса 2008–2009 гг. ExxonMobil стала постепенно терять позиции, но все еще оставалась лидером нефтяного рынка. Однако текущий год стал новым испытанием для нефтяного гиганта – сегодня 1 акция компании стоит всего \$40,78 с капитализацией примерно в \$189 млрд. С начала 2020 г. акции ExxonMobil подешевели на 42%. Удешевление стоимости акций ExxonMobil имело под собой реальные основания: согласно опубликованной в июле отчетности за апрель – июнь 2020 г., компания понесла чистый убыток в размере \$1,08 млрд, или 26 центов за акцию, по сравнению с чистой прибылью в \$3,13 млрд, или 73 цента за акцию, во 2 квартале 2019 г. Прогноз по поводу прибыли ExxonMobil был еще хуже – ожидалось, что за апрель–июнь 2020 г. компания покажет чистый убыток в размере 41 цент за акцию. Несмотря на то, что в сравнении с прогнозом отчетность нефтяной компании оказалась лучше, это не спасло её от «выпадения» из индекса Доу-Джонса.

Важность произошедшей трансформации индекса Доу-Джонса

Ключевым моментом в данном событии является не само по себе исключение ExxonMobil, а то, какими компаниями она была вытеснена из индекса: её место в индексе сейчас разделяют 2 компании – Salesforce и Amgen. Первая, Salesforce, за короткое время стала крупнейшим поставщиком программного обеспечения; вторая, Amgen, является фармацевтической компанией нового поколения – компанией, которая своим появлением знаменует развитие биотехнологий.

Важность того факта, какими именно компаниями была вытеснена ExxonMobil, объясняется следующим: в 2008 г. нефтяные компании, в т.ч. ExxonMobil, также сталкивались с трудностями в виде падения мировых цен на энергоносители. Однако тогда вопрос выхода ExxonMobil из индекса Доу-Джонса все же не поднимался. Тот факт, что нефтяного гиганта решили убрать из индекса именно в текущем

году, говорит о том, что нефтяные кризисы 2008 и 2020 гг. кардинально различаются. Если в кризис 2008 г. инвесторы точно знали, что падение цен на нефть – временное явление, то текущее падение цен на нефть воспринимается инвесторами иначе – не как временное, а как постоянное явление, после которого вряд ли будет значимый отскок цен на энергоносители в сторону роста. И несмотря на то, что данное событие является поворотным, оно, откровенно говоря, не было столь уж неожиданным. Постепенное «отступление» нефтяных гигантов на фондовом рынке началось десятью годами ранее: так, по данным CNBC, если доля нефтяных компаний в другом фондовом индексе S&P 500 10 лет назад составляла 10,89%, то сейчас это – 2,5%.

Это явление имеет объяснение, и это не коронавирус, как считают многие, а результат того, что длинные волны Кондратьева оказались рабочей теорией.

Обоснование пересмотра структуры индекса Доу-Джонса длинными волнами Кондратьева

В 1926 г. Кондратьев Н.Д. открыл то, что экономика в своем развитии всегда нестабильна – периоды роста постепенно сменяются спадами, т.е. экономическое развитие волнообразно. Длина одной волны от роста до спада – 50–55 лет. Сам Кондратьев выделил 2,5 волны по данным для

США. Но объяснить феномен волнообразности экономического развития он не смог.

Объяснение нашлось позже – в рамках теории перенакопления капитала. Один из её подвидов – немонетарная теория перенакопления капитала – делает акцент на технологии и исходит из того,

что каждая технология в мире имеет свой жизненный цикл: ни одна технология не живет вечно, а проходит этапы «рождение – завоевание рынка – распространение – угасание – гибель». И поскольку на определенном этапе развития все технологии так или иначе взаимосвязаны, они образуют технологический уклад. Технологический уклад, таким образом, представляет собой комплекс технологически сопряженных, взаимосвязанных производств, образующих самовоспроизводящуюся целостность. Легче всего понять определение технологического уклада, рассмотрев его структуру:

«ключевым фактором» технологического уклада является базисная технология. Данная базисная технология приводит к развитию взаимосвязанных с ней технологий. К примеру, появление парового двигателя резко привело к возникновению другой технологии – паровозов, а потом и машин, работающих на этом паровом двигателе, поэтому базисной технологией стал считаться сам паровой двигатель;

«ядро» технологического уклада образуют взаимосвязанные с ключевым фактором технологии, и в нашем примере – это паровозы;

технологический уклад также характеризуется наличием несущей отрасли – это та отрасль экономики, которая производит данную базисную технологию, распространяя её на другие сферы, и потому данная отрасль доминирует.

Поскольку ключевой фактор имеет ограниченный срок жизни и через какое-то время погибает, вместе с ним погибают и взаимосвязанные технологии. Несущая отрасль также начинает приносить все меньше прибыли и постепенно производители и инвесторы покидают данную отрасль. В итоге сам технологический уклад «гибнет». С его гибелью и связаны кризисы в экономике. Таким образом, данная теория связывает волны Кондратьева со сменой технологических укладов в экономике.

Каждая новая волна Кондратьева начинается с эпохального внедрения какой-то технологии, которая знаменует собой постепенную гибель старого технологического уклада и рождение нового. Причем смена технологических укладов происходит не спонтанно, а по фазам длиной 15–25 лет.

Первая фаза – фаза рождения новой технологии, появление «ключевого фактора» для нового технологического уклада в рамках старого технологического уклада. В первой фазе к новой технологии относятся

крайне осторожно. Она рассматривается еще как научная новинка, и только самые смелые пытаются коммерциализировать данную идею на рынке.

Вторая фаза – период, когда новый технологический уклад начинает показывать свои контуры за счет того, что нашлись первые производители, которые успешно внедрили данное новшество, и их инвестиции стали приносить растущую отдачу.

Третья фаза – это ключевая фаза, когда новый технологический уклад вступает в стадию роста, новая технология начинает внедряться повсеместно на разных рынках, вытесняя прежнюю ключевую технологию. Именно в этот момент мы говорим о смене кондратьевской волны, и проявляется это в виде периода турбулентности на мировом рынке. В среднем третья фаза составляет 15–25 лет.

Если описать общую схему смены технологического уклада, то это выглядит так: технология в момент своего рождения на рынке резко удешевляет производство, делая некогда дорогие товары доступнее для людей. Те компании, которые успели внедрить технологию первыми, становятся монополистами. Небывалый рост прибыли за счет внедрения данной технологии привлекает других предпринимателей. Так растет конкуренция в производстве с использованием данной технологии. Рост конкуренции сбивает цены, снижает прибыль, а некогда «инновационная» технология перестает быть инновацией, медленно распространяясь по всем рынкам. Через какое-то время производство данной технологии или использование её в производстве уже не приносит такую прибыль. Инвесторы начинают искать новые более прибыльные сферы приложения капитала.

Лихорадочно ища сферы приложений с высокой доходностью, капитал постепенно «уходит» из реального сектора экономики в финансовый – на фондовый рынок, где еще высока доходность акций определенных компаний, поскольку фондовый рынок реагирует на замедление экономики с запаздыванием. В этот момент прибыльными являются в основном только спекулятивные и арбитражные сделки, а потому «растут» торговые компании. Часть инвесторов ищут спасения в так называемых «голубых» фишках. Поскольку все денежные средства устремляются на фондовый рынок, там надувается пузырь, который рано или поздно лопается. В момент «схлопывания» пузыря высвободившиеся денежные средства снова начинают

искать сферы приложения. Фондовый рынок уже теряет доверие, и потому деньги устремляются снова в реальный сектор экономики – в стартапы. Не все стартапы выживают, но те, что остаются, несут за

собой новые инновации, новую технологию – так рождается новая волна роста, и все повторяется сначала. Ниже приведена наиболее понятная схема с периодами волн и ключевыми технологиями.

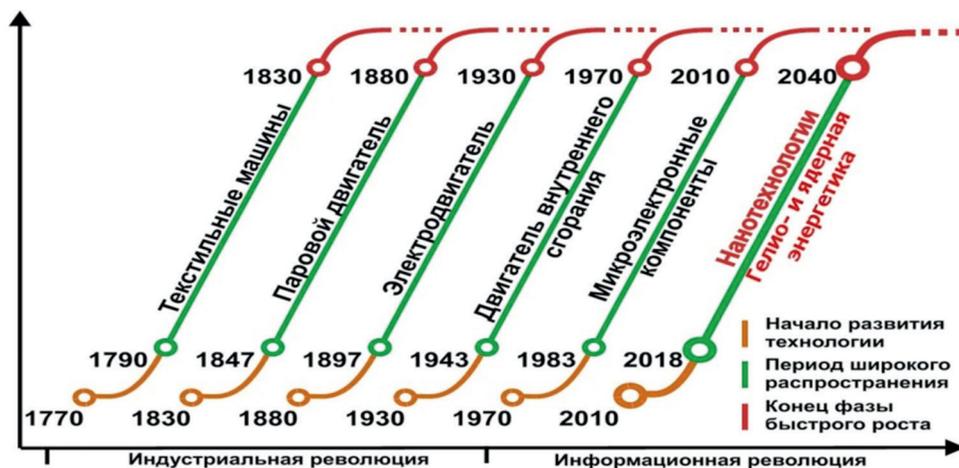


Рисунок 1. Периоды волн Кондратьева или технологических укладов с обозначением ядра (базовой технологии) [1]

На данный момент в рамках теории выделяют 5 сформировавшихся технологических укладов, а кризис 2020 г. связывают с рождением 6 технологического уклада. Исходя из данной теории, понижательная фаза волны как раз попадала

на 2015–2025 г., и если мы вспомним, то с 2014 г. на рынках уже присутствовала нестабильность, турбулентность. Мерами экономической политики страны пытались удержать наступление кризиса, но, как видим, он все равно наступил в 2020 г.

Параллели между текущей экономической обстановкой и теорией перенакопления капитала

Сейчас мы видим кризис реального сектора экономики при отсутствии такого же падения фондового рынка – типичный индикатор понижательной фазы волны. Отсутствие аналогичного за реальным сектором падения фондового рынка говорит о том, что денежные средства уходят из реального сектора, «накачивая» финансовый (фондовый рынок). Растут сейчас, как и говорит экономическая теория, компании, занимающиеся арбитражными сделками, поскольку именно такие сделки прибыльны. К примеру, первый интернет-магазин акций в Казахстане Freedom24 в среднем за июль вырос на 27% по сравнению с январем текущего года, хотя компания ничего не производит – это лишь платформа для перепродажи акций.

Параллельно некоторые инвесторы ищут спасения в технологичных компаниях – «голубых фишках». И сейчас есть опасения, что рост акций таких компаний, как Tesla и Яндекс, более обусловлен ростом

спроса на сами акции, нежели чем ростом реальной их стоимости. К примеру, компания Tesla выросла на 32,5% в июле текущего года по сравнению с июнем – и это лишь за месяц. Российский Яндекс также вырос в июле на 20% по сравнению с июнем. При этом ни Tesla, ни Яндекс не могут похвастаться аналогичным ростом прибыли. Так, у Яндекса за 1 квартал 2020 г. чистая прибыль и вовсе упала на 5%, а потому коррекция стоимости акций технологичных компаний неизбежна. Инвесторы же продолжают верить в технологичные компании, считая подобные инвестиции дальновидными, поскольку технологии ознаменуют новую эпоху. Однако важно понимать, что не любые технологии приведут к вступлению в новый технологический уклад, в новую фазу волны. Многие из этих технологичных компаний производят технологии старого, 5 уклада – микроэлектронику. Базовые же технологии 6 уклада, по мнению экспертов – это нанотехнологии. А

ключевая (несущая) отрасль – медицина. С этих позиций неудивителен не только выход Exxon Mobil, но вступление вместо него компании Amgen в индекс Доу-Джонса.

Нефтяная отрасль приносит с каждым годом все меньшую отдачу от инвестиций. И на описании ситуации нефтяного рынка стоит остановиться подробнее, т.к. нефть является основным энергоносителем 5 технологического уклада.

Для начала стоит отметить, что каждый технологический уклад базируется на определенных энергоносителях. Так, в первый технологический уклад, в эпоху первого прообраза фабрик, эпоху начала процессов роста урбанизации в Англии и начала промышленного производства, основным энергоносителем были природные ресурсы в виде дров, воды и, в меньшей степени, природных полезных ископаемых. Однако уже с начала электрификации наступила эпоха угля и стали.

А вот уже в эпоху 4 и 5 технологических укладов ключевым энергоносителем стала нефть, поэтому мы были свидетелями долгого роста рыночной стоимости нефтяных компаний в мире. Именно в этот период человеческая жизнь стала настолько зависимой от этого ресурса, что казалось, будто нет пределов использования нефти. Не только передвижение людей и перевозка грузов в рамках 4–5 технологических укладов зависят от её устойчивого производства, но и одежда, бытовые предметы, новые синтетические материалы, используемые в разных сферах, удобрения для сельского хозяйства и тысячи других товаров цивилизованного мира производятся из этого продукта. Безусловно, на сегодня нефть остается важным источником энергии мира, занимая 1/3 мирового энергопотребления наряду с углем, газом, атомной, гидро- и другими видами возобновляемой энергии. Однако нефть постепенно теряет свои позиции доминирования в мире, и этот процесс наблюдается на протяжении последнего десятилетия. Все началось с 2008 г., когда в США впервые появились успешные результаты экспериментов добычи сланцевой нефти. И хотя первые результаты были весьма скромными, а мир отнесся к этому открытию со скептицизмом, именно данное открытие и стало тем триггером снижения цен на нефть, которое с определенными отскоками наблюдается до сих пор. Дело в том, что за 5 лет технология добычи сланцевой нефти была доведена до совершенства, что позволило снизить себестоимость производства в 2

раза. Внедрение прорывных технологий привело к взрывному росту добычи нетрадиционной нефти в США, позволив за короткое время превзойти мировых лидеров по производству традиционной нефти – Саудовскую Аравию и Россию. Таким образом, в связи с увеличением за последние 10 лет объемов производства нефти в США в 2 раза – с 340 млн т в 2008 г. до 669 млн т в 2018 г. – страна стала мировым лидером по производству нефти. Новые технологии рассеяли миф об ограниченности запасов нефти в мире, поэтому её цена в последние годы стали падать.

Последовательное снижение цены на нефть привело к тому, что производство данного ресурса стало менее прибыльным. По причине того, что инвестиции в нефтяную отрасль стали приносить все меньшую отдачу, даже в рамках 5 технологического уклада инвесторы искали различные варианты альтернативного размещения свободных средств, делая попытки отойти от нефтяной отрасли. Новой сферой вложения капитала для многих инвесторов стала альтернативная (зеленая) энергетика, IT-индустрия, нанотехнологии, медицина и др. Сегодняшнее бурное развитие энергии из возобновляемых источников, появление новых технологий по хранению и экономному потреблению энергии, избытие ископаемых видов топлива стало основными факторами дестабилизации старого экономического порядка на нефтяном рынке.

В частности, согласно данным British Petroleum [2], темпы роста потребления энергии в мире в 2019 г. сократились в 2 раза по сравнению с 2018 г. (с 2,8% до 1,3%). При этом замедление связано с сокращением потребления именно основных энергоносителей (нефть, уголь), в то время как рост обеспечили альтернативные источники энергии: на них пришлось 3/4 роста. Только потребление атомной энергетики за 2019 г. выросло на 3,2% – наибольший прирост с 2004 г.

Период 2014–2015 г. можно считать наступлением начальной фазы, когда в рамках старого технологического уклада начинается формирование базисных технологий для нового уклада, где прежнего доминирования нефти уже больше не будет.

Многие наивно полагают, что окончание нефтяной эры будет связано с исчерпанием запасов нефти, но расчет мировых запасов нефти не подтверждает такие опасения. Так, на данный момент только запасы традиционной нефти составляют около 3,5 трлн барр., из которых 10%, или

345 млрд барр., приходится на сланцевую нефть. Еще 150 млрд т составляют разведанные запасы нетрадиционной нефти. Ясно, что запасов нефти в мире достаточно, и в ближайшие 200 лет можно не бояться того, что запасы этого важного ресурса вдруг иссякнут. Наоборот, развитие современных технологий позволяет добывать все больше нетрадиционной нефти. К примеру, современные технологии позволили вовлечь даже битумы и битуминозные пески в процесс производства. И если до вовлечения в оборот битуминозных песков Канада добывала ежегодно около 100 млн т и занимала 10 место в мире по объему добычи, то совершенствование технологии добычи битуминозных песков за последние 10 лет позволило ей снизить себестоимость производства в 2 раза. Сегодня страна в состоянии получать нетрадиционную нефть с положительной маржой даже при цене нефти 35–40 долл. США за баррель. Сейчас уже около 10% мирового рынка нефти принадлежат новичкам, производящим нетрадиционную нефть.

Здесь можно провести аналогию с тем, что каменный век закончился не потому, что камни закончились, а потому что нашлись более эффективные способы использования других ресурсов, которые приносят своим производителям большую прибыль. С нефтью также: благодаря технологиям падает себестоимость производства нефти, растет её предложение и, как следствие, падает цена на нефть. Производство нефти с каждым годом становится все менее рентабельным. Попытки искусственно поддерживать цены на нефть

в рамках картельных соглашений не дают успехов. Мы видим, как страны все чаще стали нарушать договоренности в рамках ОПЕК, а затем и ОПЕК+, а само дальнейшее существование подобного картельного соглашения ставится в современных условиях под сомнение. К примеру, даже в текущем году, когда из-за пандемии в апреле пришлось принять соглашение ОПЕК+, страны-участницы ни разу не исполнили условия соглашения на 100% [3, 4].

Таким образом, все сказанное дает нам право утверждать, что статус нефти постепенно будет меняться, хотя человечество еще долго будет использовать этот ресурс в своей жизнедеятельности. В то же время из-за наличия избыточных мощностей по добыче нефти, а также ограниченности мирового спроса будет усиливаться конкуренция за рынки сбыта, что в свою очередь приведет к сдерживанию дальнейшего роста цены и снижению рентабельности производства. Низкая рентабельность в отрасли приведет к перераспределению свободных ресурсов в пользу более прибыльных, перспективных отраслей экономики. Это – аксиома рыночной экономики. Поскольку на сегодня альтернативные источники энергии, технологии эффективного энергосбережения и энергохранения являются наиболее заманчивыми направлениями инвестирования, то уже появились признаки ухода инвесторов с нефтяного рынка в новые отрасли. В частности, на рис. 1 представлена динамика инвестиций в возобновляемые источники энергии с 2004 по 2019 г., из которой видна устойчивая тенденция роста.

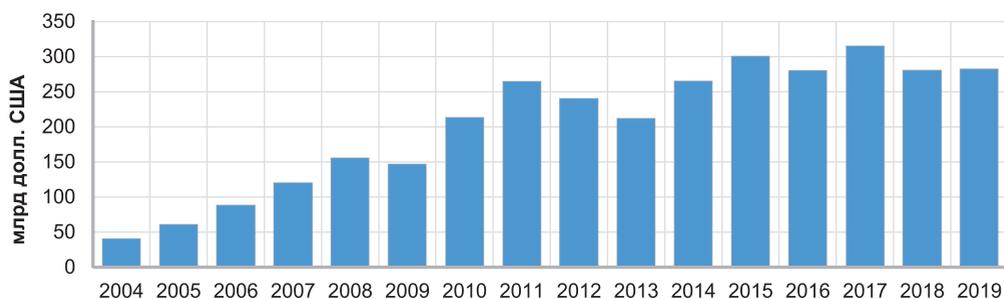


Рисунок 2. Глобальные инвестиции в возобновляемые источники энергии за период 2004–2019 гг., млрд долларов США, [5]

Следовательно, эта новая тенденция может ускорить процесс замены ископаемых видов топлива новыми, более эффективными и экологичными энергоресурсами.

Изменение отношения к производству нефти наглядно прослеживается, если сравнить структуру энергетического предложения, к примеру, 1970 г. и 2019

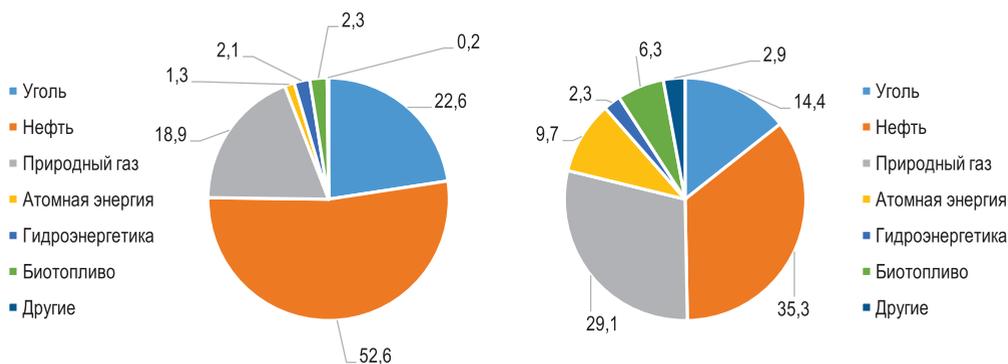


Рисунок 3. Структура энергетического предложения по видам энергии за 1970 и 2019 гг., в % от общего объема энергетического предложения, [5]

Как видим, если в 1970 г. в структуре энергетического предложения нефть занимала 53%, то уже в 2019 г. эта доля составила всего 35%.

Сейчас дополнительное понижательное давление на цены на нефть оказывает и снижение спроса на него (табл. 1).

Табл. 1. Мировой спрос на нефть, млн барр./сут, [6]

| Регион | 2019 | 1Q2020 | 2Q2020 | 3Q2020 | 4Q2020 | 2020 | Изменение спроса в 2020 г. в сравнении с 2019 г., в % |
|--------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---|
| ОЭСР* | 47,68 | 45,40 | 36,04 | 44,13 | 45,77 | 42,85 | -10,13 |
| Америка | 25,63 | 24,31 | 19,47 | 24,43 | 24,91 | 23,29 | -9,15 |
| Европа | 14,25 | 13,34 | 10,32 | 13,19 | 13,53 | 12,60 | -11,61 |
| Азиатско-Тихоокеанский регион | 7,79 | 7,75 | 6,25 | 6,51 | 7,33 | 6,96 | -10,64 |
| ВСЕГО мировой спрос | 99,69 | 92,67 | 81,84 | 92,10 | 95,83 | 90,63 | -9,09 |

*ОЭСР - организация экономического сотрудничества и развития

Хоть данное явление сейчас связывают с коронавирусом, ряд экспертов считает, что спрос все же не достигнет того уровня, который был до пандемии. О том, что

тенденция снижения потребления нефти и переключение на возобновляемые источники энергии в мире наблюдается в течение последних 5 лет, свидетельствует нижеприведенный график (рис. 4).

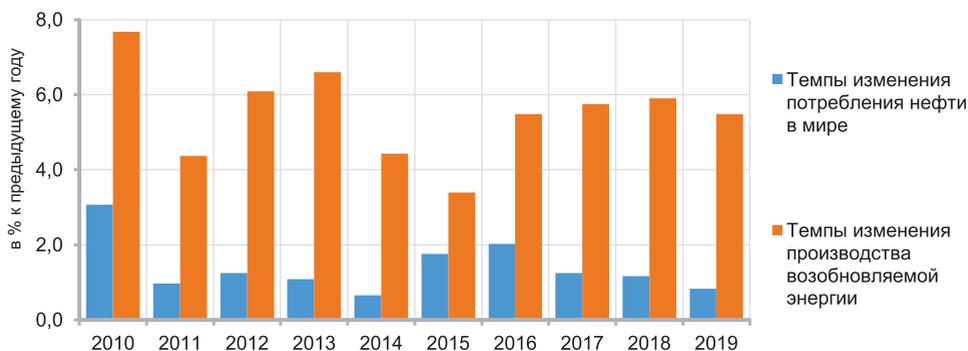


Рисунок 4. Темпы изменения потребления нефти и производства возобновляемой энергии в мире, [5-7]

Из данных рис. 4 видно, что с 2016 г. темпы потребления нефти в мире неуклонно падают, в то время как быстрыми темпами растет производство возобновляемой энергии.

Вследствие сокращения спроса, к примеру, сейчас уже другой нефтяной гигант – Saudi Aramco – испытывает трудности: с апреля по июнь чистая прибыль гиганта упала на 73%. В связи с этим в текущем году компания идет на беспрецедентный шаг: отказывается от проектов и продает часть своих активов. Для ExxonMobil текущий год и вовсе может стать началом конца, ведь несмотря на частичное восстановление цен на нефть до \$40 за баррель, компания продолжает нести убытки, т.к. данная цена ниже цены безубыточности. Даже несмотря на сокращение программ по инвестициям в основной капитал, ExxonMobil при текущей цене на нефть покрывает только 70% своих программ капиталовложений. Выплаты дивидендов и покрытие остальной части программ капиталовложений компания осуществляет за счет роста своего долга. Очевидно, что такая стратегия не является устойчивой, вследствие чего инвесторы опасаются, что ExxonMobil в конечном итоге сократит дивиденды. В итоге даже если цена на нефть восстановится, ExxonMobil придется использовать значительную часть своего будущего свободного денежного потока для погашения ныне взятого долга, что будет сдерживать рост стоимости её акций в дальнейшем.

Еще один фактор, который наверняка повлияет на оценку ExxonMobil, – это настроения самих инвесторов. Даже если в будущем цены на нефть вырастут, инвесторы не захотят покупать нефтяные акции. Мало того, что этот сектор уже неоднократно демонстрировал нестабильность, он также уже сдает позиции возобновляемым источникам энергии. В результате все большее число инвесторов просто отказываются от вложений в ископаемое топливо. Естественно, что при меньшем количестве покупателей оценка акций ExxonMobil не так сильно повысится, даже если улучшатся рыночные условия.

Еще одна параллель между теорией накопления капитала и текущей ситуацией – смещение центра развития. Данная теория говорит о том, что со сменой технологических укладов зачастую происхо-

дит и смещение центра развития из одной страны в другую. Например, в рамках 2 технологического уклада доминирующей экономикой была Англия. В период перехода от 2 к 3 технологическому укладу центр сместился с Англии на США, и США на базе фундамента развития 3 технологического уклада стали доминирующей экономикой в рамках 4 технологического уклада. В рамках 5 технологического уклада, несмотря на то, что США оставались крупнейшей экономикой мира, центр развития стал постепенно смещаться в Юго-Восточную Азию. И уже сейчас страны Юго-Восточной Азии перетягивают на себя «доминирующее» положение в рамках формирующегося 6 технологического уклада на базе сформированного технологического фундамента 5 уклада. В работе Д. Мэслера [8] сделано предположение о том, что новым получателем потока мирового капитала может стать Индия. Автор обосновывает свое мнение рядом факторов: Индия по прогнозам уже к 2030 г. станет одной из самых густонаселенных стран мира, при этом более 50% населения этой страны моложе 25 лет. Рост образованности населения одновременно с низкой, в сравнении с другими странами, стоимостью рабочей силы и высоким потенциале развития за счет модернизации делает Индию привлекательной для долгосрочных инвестиций.

Почему происходит смещение центра развития и доминирования в экономике затем новой страны? Потому что лидеры старого технологического уклада оказываются заложниками этого уклада: в них доминируют технологии, капитал и институты старого технологического уклада, которые нельзя безболезненно уничтожить, чтобы «освободить» рынок для новых технологий. Будучи отягощенной перенакоплением капитала устаревающего производства, а также институтами, которые опосредуют функционирование технологий старого уклада, страна теряет своих инвесторов, денежные средства постепенно переливаются в другие страны, где есть «простор» для нового технологического уклада. Наглядно подобная проблема отягощенности старым капиталом в развитых странах прослеживается по динамике тех же инвестиций в возобновляемые источники энергии (рис. 5).

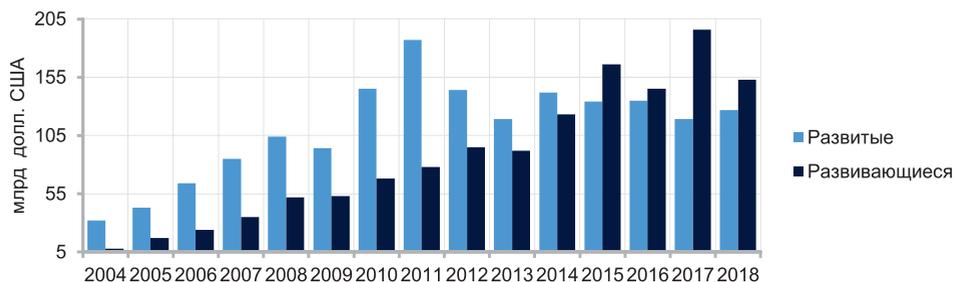


Рисунок 5. Объем инвестиций в возобновляемые источники энергии развитых и развивающихся стран, млрд долларов США, [6-7]

Если раньше основным источником инвестирования в возобновляемые источники были развитые страны, то с 2015 г. тенденция меняется – объемы инвестиций развивающихся стран в возобновляемые источники энергии превосходят объемы инвестиций развитых стран. В развитых же странах с 2011 г. начинается замедление инвестиций по данному направлению.

Здесь хочется отметить важный момент, что именно в фазу смены одного технологического уклада другим у развивающихся стран появляется «окно возможностей» для становления одним из лидеров новой волны. Такие примеры четко прослеживаются в истории мировой экономики, например, в 19 веке Германия во время перехода со 2 на 3 технологический уклад, не будучи отягощенной перенакоплением старых технологий и институтов, стала одним из лидеров 3 технологического уклада, инвестируя в эти производства. В период Великой депрессии, который ознаменовал переход с 3 на 4 технологический уклад, СССР встроился в эту цепочку и стал одним из лидеров 4 технологического уклада [9].

Встроиться же в сформировавшийся технологический уклад практически невозможно по ряду причин. Когда новый технологический уклад уже входит в фазу своего роста и его производство показывает уже устойчивую экономическую динамику, производство технологий этого уклада становится нерентабельным для новичков, поскольку инвестиции в освоение уже существующих на рынке технологий слишком высоки. Развивающаяся страна вряд ли сможет обеспечить такую концентрацию инвестиций, чтобы вытеснить лидеров рынка. Это, кстати, и является ответом на вопрос, почему, например, в Казахстане нет производства планшетов, компьютеров и т.д. – это нерентабельно: другие страны уже заняли все возможные

ниши по производству данных технологий, завоевали себе репутацию и положение. Таким образом, в этот период не нужно пытаться встроиться в качестве конкурентоспособного производителя в производство старых, известных технологий, поскольку мировой рынок и технологическая структура уже сформированы и довольно жестко. Страны, которые хотят сформировать долгосрочную стратегию инновационного развития, должны искать ниши в тех производствах, которые формируют новый технологический уклад, потому что освоение производств нового уклада на начальном периоде его формирования оказывается не таким дорогим, и потому рентабельным.

Рост гонки вооружения между странами, усиление милитаризации экономики – еще один замеченный индикатор смен технологических укладов, который мы сегодня также можем наблюдать. Закономерность усиления гонки вооружений при смене длинных волн Кондратьева объясняется тем, что для освоения новых технологий необходима концентрация колоссальных инвестиций, а концентрацию такого рода инвестиций легче всего осуществить за счет глубочайшей милитаризации экономики. В частности, исторические факты подтверждают это: именно военные расходы Второй мировой войны стали тем самым импульсом, который позволил освоить новые технологии и окончательно перейти от 3 к 4 технологическому укладу. Так, глубочайшая милитаризация экономики США в годы Второй мировой войны позволила стране стать абсолютным лидером в освоении производств технологий 4 уклада. Сегодня мы наблюдаем повторно своеобразную гонку вооружений США, Китая и России. Доля расходов на военно-промышленный комплекс в данных странах в течение 5 последних лет неуклонно растет [10].

Формирование новой несущей отрасли: новой, несущей 6 волну, отраслью становится медицина, что не является удивительным. Средняя продолжительность жизни по миру растет, в связи с чем возрастает спрос на медицинские услуги, а потому естественно ожидать коммерциализации данной отрасли.

Как видим, коронавирус лишь стал триггером для закономерных событий в экономике. Потеря позиций нефтяным сектором была ожидаемым событием, как

и то, что здравоохранение приобретает большую значимость.

Таким образом, главный вывод для всего мира и Казахстана таков: эра «прибыльности» нефтяного сектора подходит к концу. Конечно, это не означает, что завтра же мы увидим безнефтяной мир, но его производство уже не будет приносить тех прибылей, что раньше. А значит, мы подошли «в упор» к необходимости диверсификации экономики, и один из путей для этого – встраивание нашей экономики в производство технологий 6 уклада.

Список использованной литературы

1. Бардашевич А.Н. Проблемы модернизации и перехода к инновационной экономике. – Проблемы современной экономики, 2018, №1.
2. Официальный сайт British Petroleum: www.bp.com
3. Кулекеев Ж.А. Какие уроки от нефтяного кризиса может извлечь Казахстан. – Forbes Казахстан, 20 апреля 2020 г., материалы сайта URL: https://forbes.kz/process/energetics/kakie_uroki_ot_neftyanogo_krizisa_mojem_izvlech_kazahstan/
- Хасанов Б.К., Кулекеев Ж. А. Обзор нефтяного рынка за июнь 2020 года. КМГ Инжиниринг. – Нур-Султан, 2020, материалы сайта <https://aerc.org.kz/images/blogs/2020/07/17/%D0%9E%D0%91%D0%97%D0%9E%D0%A0%20%D0%B7%D0%B0%20%D0%B8%D1%8E%D0%BD%D1%8C%202020.pdf>
- Официальный сайт Международного Энергетического Агентства: www.iea.org
- Официальный сайт ОПЕК: www.opec.org
4. Global Trends in Renewable Energy Investment 2020. – Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2020, 80 p.
- Messler D. The Start of a New Oil Market. – Online Journal Oilprice.com, Sept. 2020. URL: <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-Start-Of-A-New-Oil-Market-Supercycle.html>
5. Н.Д. Кондратьев: кризисы и прогнозы в свете теории длинных волн. Взгляд из современности. Под редакцией Гринина Л.Е., Коротаева А.В., Бондаренко В. М. – Изд. «Учитель», М., 2017, 380 с.
- Официальный международный статистический ресурс Our World in Data: www.ourworldindata.org

2020 ЖЫЛДЫҢ 31 ТАМЫЗЫНДА EXXONMOBIL-ДІҢ ДОУ-ДЖОНС ИНДЕКСІНЕН ШЫҒЫУЫНЫҢ НЕГІЗГІ СЕБЕПТЕРІ: САБАҚТАР МЕН ОНЫҢ ДҮНИЕ ЖҮЗІ МҰНАЙ НАРЫҒЫ МЕН ҚАЗАҚСТАНҒА ТИГІЗЕР ӘСЕРІ

Ж.Ә.Құлекеев, Е.А.Пак

Бұл мақалада Кондратьевтің ұзын толқындар теориясына және капиталды қайта жинақтау теориясына сүйене отырып, EXXONMOBIL-дің 2020 ж. 31 тамызында Доу-Джонс индексінен шығу себептеріне егжей-тегжей түсінік беріледі.

Авторлардың пікірінше, 2020 жылғы мұнай нарығындағы дағдарысқа коронавирус триггер болғанына қарамастан оның болатынын күткен және экономиканың табиғи дамуынан туындаған жағдай, нақты айтқанда, 5-технологиялық тәртіптің 6-деңгейге ауысуымен байланысты.

Мұнайдың 5-деңгейдегі технологиялардың негізгі қуат көзі болғанын ескерсек, онда технологиялардың келесі деңгейге көтерілуі мұнай нарығына әсер ететіні заңды құбылыс. Сондықтан мұнайдың қазіргі қоғамда өз позицияларын біртіндеп жоғалта бастауы тосыннан туындаған жағдай емес, ол жаңа технологиялардың қарқынды дамып, энергияның балама көздеріне инвестициялардың ауқымды тартылуынан мұнай тұтыну қарқынының төмендеуіне әкелді.

Түйін сөздер: Доу-Джонс индексі, Кондратьевтің ұзын толқындары, мұнай саласының болашағы, баламалы энергетика.

FUNDAMENTAL REASONS FOR EXXONMOBIL'S EXPULSION FROM THE DOW JONES INDUSTRIAL AVERAGE ON AUG 31, 2020: LESSONS AND IMPLICATIONS FOR THE GLOBAL OIL MARKET AND KAZAKHSTAN

Zh. A. Kulekeev, Ye. A. Pak

This article provides a reasonable explanation for Exxonmobil's unprecedented expulsion from the Dow Jones Industrial Average on August 31, 2020 based on the Kondratieff Wave Concept and Capital Overaccumulation Theory.

Authors of this paper suggest that the crisis in the oil market in 2020, triggered by the coronavirus, was expected and could be explained by the economic origins of development, namely, the change of the 5th technological mode to the 6th one. Taking into account the fact that oil is the main energy source of the 5th technological mode, it is obvious that its change will affect the oil market. At the same time, the process of the oil market losing its positions is not spontaneous, since the intensive development of new technologies and a sharp increase in renewable energy investments have led to a decrease in oil consumption.

Key words: Dow Jones Industrial Average, Kondratieff Waves, oil industry prospects, renewable energy.

Информация об авторах

Құлекеев Жаксыбек Абдрахметович – канд. экон. наук, профессор, советник генерального директора, zh.kulekeyev@niikmq.kz.
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан.

Пак Евгения Александровна – магистр экономики, ведущий аналитик Департамента консалтинговых услуг, zhenyapak@aerc.org.kz.
AERC, г. Нур-Султан, Казахстан

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

В журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли.

Решение о публикации принимается редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются авторам без рассмотрения.

При сдаче рукописи в редакцию авторам рекомендуется указать трех потенциальных рецензентов (с полным именем и электронно-почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Рукопись направляется на отзыв члену редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты; на основании экспертных заключений 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 редакторов, 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 научного содержания работ. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (Айтбаев.doc) на адрес редакции vestnik@kmg.kz.

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами, редакторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о произошедших 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.

С правилами технического оформления статей можно ознакомиться на сайте ТОО «КМГ Инжиниринг» по адресу <https://kmgeng.kz/study/>

Приглашаем вас к опубликованию научно-практических работ и исследований в нефтегазовой отрасли в нашем журнале!

Редколлегия журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

| Ф.И.О. | Должность, звание, степень |
|---------------------------------|---|
| Главный редактор | |
| Хасанов Бахытжан Кенесович | Генеральный директор ТОО «КМГ Инжиниринг» |
| Заместители главного редактора | |
| Карабалин Узакбай Сулейменович | Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. техн. наук, академик Международной инженерной академии, Национальной инженерной академии РК |
| Огай Евгений Кипониевич | Советник генерального директорк ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук |
| Члены редколлегии | |
| Ибрашев Кенжебек Ниязович | Президент АО «КБТУ», 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 | Советник генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор |
| Утеев Рахим Нагангалиулы | Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжинринг», докт. наук PhD по геологии, асс. профессор КБТУ |
| Умралиев Бауыржан Тажикенович | Заместитель директора департамента технологии бурения, докт. техн. наук |
| Мунара Аскар | Директор 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 |
| Золотухин Анатолий Борисович | Заведующий кафедрой бурения скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, докт. техн. наук, профессор |
| Исмаилов Фахреддин Саттарович | Докт. PhD в области техн. 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 |

Отпечатано ТОО «Классика»
г. Алматы пр. Райымбека 174 «Ж»
тел: +7 (727) 233 70 33; +7 (727) 233 37 67
www.kprint.kz