

**АКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
НАПРАВЛЕНИЯ В РАЗРАБОТКЕ И
ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА**

Публичный аналитический доклад

Москва
«Битуби»
2017

УДК 622.32
ББК 65.305.143.2
А43

Руководитель авторского коллектива:

Дежина И.Г., д-р экон. наук, руководитель группы по научной и промышленной политике, Сколтех

Научные редакторы:

Дежина И.Г., д-р экон. наук, руководитель группы по научной и промышленной политике, Сколтех (главы 1,2), Мясников А.В., д.ф.-м.н., профессор практики, Сколтех (глава 3), Коротеев Д.А., к.ф.-м.н., старший преподаватель, Сколтех (глава 4).

Список авторов:

Дежина И.Г., д-р экон. наук, руководитель авторского коллектива, Сколтех (главы 1, 2, раздел 4.3, заключение); Спасенных М.Ю., к.х.н., директор Центра добычи углеводородов, Сколтех (введение); Фролов А.С., аналитик по промышленной политике, Сколтех (главы 1, 2, раздел 4.3); Арутюнян А.Г., к.э.н., Сколтех (раздел 2.3), Мясников А.В., д.ф.-м.н., профессор практики, Сколтех (раздел 3.1, заключение); Вершинин А.В., к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, МГУ им. М.В. Ломоносова (раздел 3.1); Смирнов Н.Ю., технический директор, Petro GM (раздел 3.1); Осипцов А.А., к.ф.-м.н., старший преподаватель, Сколтех (раздел 3.1); Черемисин А.Н., к.т.н., доцент, зам. директора центра добычи углеводородов, Сколтех (раздел 3.2); Иванова А.А., аспирант, Сколтех (раздел 3.2); Бондаренко Т.М., аспирант, инженер, Сколтех (раздел 3.2); Аскарова А.Г., аспирант, Сколтех (раздел 3.2); Алексеев А.Д., к.г.-м.н., ведущий эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» (раздел 3.3); Жуков В.В., начальник департамента планирования и сопровождения геологоразведочных работ, ООО «Газпромнефть НТЦ» (раздел 3.3); Стрижнев К.В., д.т.н., исполнительный директор проекта «Бажен», ООО «Газпромнефть-Ангара» (раздел 3.3); Черевко С.А., к.т.н., главный инженер-первый заместитель генерального директора, ООО «Газпромнефть-Хантос» (раздел 3.3); Коротеев Д.А., к.ф.-м.н., старший преподаватель, Сколтех (разделы 4.1, 4.2, заключение); Ена О.В., советник директора, руководитель проектного офиса ФИПС (раздел 4.3); Батанов Ф.А., аналитик ФИПС (раздел 4.3).

Технический редактор:

Пригарин Василий Евгеньевич

Актуальные технологические направления в разработке
и добыче нефти и газа: публичный аналитический
доклад - М.:БиТуБи, 2017.-220 с.:ил

ISBN 978-5-9909093-2-8

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
ЧАСТЬ I. ТЕНДЕНЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕКТОРА РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	11
1. Мировой сектор разведки и добычи нефти и газа.....	12
1.1 Роль нефтегазового сектора и типология компаний, разрабатывающих технологии разведки и добычи нефти и газа	12
1.2 Новые стимулы технологического развития	14
1.3 Развитие технологий для разработки и добычи нетрадиционных и трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов	19
2. Технологические аспекты развития нефтегазового сектора в России	23
2.1 Актуальные технологические направления и зависимость от импорта.....	25
2.2 Институциональные условия технологического развития	29
2.3 Технологические приоритеты крупных нефтегазовых компаний	42
2.4 Государственная поддержка технологического развития в нефтегазовом секторе	47
2.5 Выборочные оценки состояния технологического развития	50

**ЧАСТЬ II. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА..... 63**

**3. Новые методы увеличения
нефтеотдачи и интенсификации добычи..... 64**

3.1 Новые технологии гидроразрыва пласта 67

3.2 Новые химические и тепловые
методы увеличения нефтеотдачи..... 107

3.3 Применение перспективных методов
разработки на примере месторождений
Баженовской свиты 126

**4. Технологии «Больших Данных»
в нефтегазовой индустрии.....146**

4.1 «Большие Данные» в нефтедобыче..... 146

4.2 Цифровая лаборатория
анализа пластового материала и флюидов..... 161

4.3 Патентный анализ
использования цифровых технологий
в добыче нефтегазовых ресурсов 173

ЗАКЛЮЧЕНИЕ179

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....185

**АКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
НАПРАВЛЕНИЯ В РАЗРАБОТКЕ И
ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА**

Публичный аналитический доклад

Москва
«Битуби»
2017

Введение

Ухудшение структуры запасов углеводородов, происходящее по мере разработки традиционных месторождений, вынуждает нефтегазовую индустрию постоянно совершенствовать технологии поиска, разведки и добычи нефти и газа. Отставание в технологическом развитии влечёт за собой падение эффективности операционной деятельности по разработке эксплуатируемых запасов, невозможность получения лицензий и разработки новых типов месторождений углеводородов. Таким образом, инновационная деятельность является неотъемлемым условием успешного ведения бизнеса. Наглядным подтверждением этого является рост расходов нефтегазовых компаний на создание и промышленное освоение новых технологий: за последние 10 лет аккумулированный рост составил более 100%. Инновационные проекты осуществляются по широкому спектру направлений, охватывающих технологии поиска, разведки и разработки традиционных, трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов, включая остаточные запасы разрабатываемых традиционных месторождений, месторождения, связанные с низкопроницаемыми, карбонатными, трещиноватыми коллекторами, месторождения высоковязкой нефти, сланцевых углеводородов, нетрадиционных запасов газа и другие. Каждая компания выбирает направления работ, исходя из собственной структуры запасов, стратегии бизнеса, наличия ресурсов, возможностей для инновационного развития, экономических и политических условий. Удачный выбор направлений и эффективное осуществление инновационных проектов выводят компанию в число лидеров отрасли, а отказ от инноваций или неэффективная инновационная деятельность приводит к крайне негативным последствиям для бизнеса.

В предлагаемой читателю книге анализируются и обобщаются экономические и технологические тенденции развития нефтегазовой индустрии за последнее десятилетие. В подготовке разделов книги приняли участие известные учёные, инженеры и специалисты в области разработки и применения новых технологий разведки и добычи углеводородов. В процессе подготовки материалов авторы ставили перед собой задачу показать перспективы развития по ряду критически важных для индустрии направлений инновационного развития, которые в случае успеха определяют новые черты отрасли на период до 2030 г.

В первой части книги анализируются экономические тенденции технологического развития в области разведки и добычи углеводородов. Авторами показано, что ухудшение структуры запасов углеводородов стимулирует повышение инновационной активности нефтегазовых и нефтесервисных компаний. Вместе с тем важным фактором, существенно влияющим на масштаб и характер технологического обновления в нефтегазовом секторе, являются институциональные условия и характер государственного регулирования данной сферы. В данном разделе, на основе изучения отдельных кейсов компаний, занимающихся разработкой технологических решений для нефтегазовой отрасли, показано наличие существенного разрыва между объективной потребностью российского нефтегазового сектора в передовых технологиях и возможностями его удовлетворения за счёт внутренних технологических компетенций. Исправление ситуации возможно при осуществлении институциональных изменений в нефтегазовом секторе – в большей степени, чем собственно в области регулирования научно-технологической деятельности.

Вторая часть книги посвящена анализу тенденций и перспектив инновационного развития в области новых методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи. Читателю предлагается анализ перспектив совершенствования технологий гидроразрыва пласта для пластов низкой и ультранизкой проницаемости, включая сланцевые объекты. При разработке и применении таких технологий для данных

объектов следует принимать во внимание не только экстремально низкую проницаемость, но также слоистость, анизотропность, наличие зон с различными упруго-пластичными свойствами и другие факторы. С одной стороны, сложные свойства затрудняют разработку, с другой стороны сочетание перечисленных свойств даёт возможность разработать технологию, которая сможет обеспечить создание сети разветвлённых трещин в ходе одной технологической операции гидроразрыва пласта, что открывает широчайшие перспективы для повышения эффективности разработки данного вида объектов.

Во второй части книги также подробно рассматриваются технологии увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на применении химических, газовых, тепловых и гибридных методов. С одной стороны, применение данных технологий позволит дать вторую жизнь месторождениям традиционных углеводородов, которые находятся на завершающей стадии разработки с точки зрения достижения плановых показателей коэффициента извлечения нефти. Его повышение и продление жизни разрабатываемых месторождений является одной из наиболее важных задач индустрии, поскольку сегодня объём добычи нефти из данных объектов достиг максимума и снижается в большинстве крупнейших нефтегазодобывающих регионов страны. С другой стороны, указанные выше методы увеличения нефтеотдачи чрезвычайно важны для разработки месторождений высоковязкой нефти, природных битумов, карбонатных, сланцевых и других видов сложных коллекторов, где добыча невозможна без применения специальных методов понижения вязкости нефти (тепловые методы), изменения смачиваемости пород, вязкости вытесняющего агента (химические и газовые методы), изменения совокупности свойств системы (гибридные методы).

Специальный раздел книги посвящён анализу инновационного развития для разработки нетрадиционных (сланцевых) коллекторов на примере баженовской свиты. Авторы рассматривают целый ряд актуальных тем, касающихся региональной и локальной нефтегазоносности, выделения

продуктивных интервалов и технологий добычи с использованием гидроразрыва пласта или альтернативных методов.

Заключительная часть книги посвящена технологиям машинного обучения и анализа «больших данных» применительно к задачам нефтегазодобычи. Данное направление сформировалось в последние несколько лет, быстро развивается и завоёвывает новых сторонников. Машинное обучение и интеллектуальный анализ данных позволяют разрешить существующее противоречие между генерацией отрасли огромного объёма данных, которые не поддаются анализу стандартными методами, и нехваткой нужной информации для осуществления операционной деятельности.

Безусловно, в одной книге невозможно полноценно показать весь спектр направлений для огромной высокотехнологичной междисциплинарной индустрии, какой является нефтегазовая отрасль. Весте с тем описанные перспективные направления можно отнести к наиболее важным для будущего развития. Коллектив авторов рад представить данную книгу читателю и надеется, что она принесёт пользу специалистам отрасли, учёным, маркетологам и студентам.

М.Спасенных,

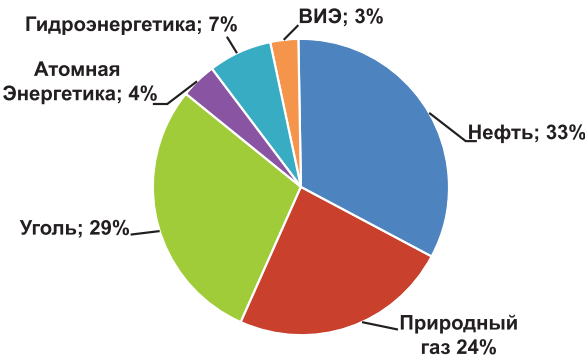
Директор Центра добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

ЧАСТЬ I. ТЕНДЕНЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕКТОРА РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

1. Мировой сектор разведки и добычи нефти и газа¹

1.1 Роль нефтегазового сектора и типология компаний, разрабатывающих технологии разведки и добычи нефти и газа

Нефтегазовый сектор является основой современной мировой энергетической системы. В 2015 г. на нефть и природный газ приходилось более половины (57%) потребления первичных энергоресурсов в мире [1.1] (Рис. 1.1). В транспортном секторе в том же году доля потребления нефтепродуктов составляла около 95% [1.2].



Источник: рассчитано авторами по данным [1.1]

Рисунок 1.1 – Структура потребления первичных энергоресурсов в мире в 2015 г.

¹ Дежина И. (Сколтех), Фролов А. (Сколтех)

По прогнозам Международного энергетического агентства (International Energy Agency – IEA), несмотря на активное развитие возобновляемых источников энергии, нефть и газ сохраняют свою доминирующую роль как в средне– (до 2025 г.), так и в долгосрочной (до 2040 г.) перспективе [1.3].

Для отдельных стран, включая Россию, нефтегазовая рента является важной (или даже основной) частью национальной экономики, а также обеспечивает значительную часть экспортных доходов (Табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Страны с высокой ролью нефтегазового сектора в национальной экономике (2015 г.).

Объем нефтегазовой ренты		Доля нефтегазовых продуктов* во всём экспорте	
Страна	% ВВП	Страна	% экспорта
Кувейт	39%	Ирак	98%
Ирак	29%	Ангола	96%
Саудовская Аравия	23%	Алжир	96%
Оман	23%	Венесуэла	90%
Туркменистан	19%	Нигерия	90%
Конго	18%	Азербайджан	88%
Экваториальная Гвинея	15%	Ливия	86%
Азербайджан	13%	Туркменистан	85%
Южный Судан	12%	Катар	82%
ОАЭ	12%	Кувейт	79%
Алжир	12%	Казахстан	75%
Катар	11%	Саудовская Аравия	69%
Ангола	11%	Россия	60%
Габон	10%	Норвегия	57%
Россия	9%	Иран	54%

* – разделы 33 и 34 Стандартной международной торговой классификации (SITC)

Источник: рассчитано авторами на основе данных World Bank и UNCTAD

Крупные интегрированные компании играют центральную роль в технологическом развитии сектора разработки и добычи нефти и газа. Они обеспечивают основной объем добычи нефтегазовых ресурсов и формируют спрос на новые технологические решения. При этом, согласно оценкам экспертов [1.4, 1.5], самыми большими технологическими компетенциями обладают транснациональные компании. В то же время, национальные нефтегазовые компании, такие как China Petroleum & Chemical Corp и Saudi Aramco, активно инвестируют в технологическое развитие и сокращают отставание от транснациональных компаний.

Второй тип компаний, занимающихся технологическими инновациями - независимые нефтегазовые компании. Они оперируют меньшими ресурсами и работают более гибко, в том числе, и на сложных месторождениях, где необходимо применение новых технологий. Подобный тип компаний чаще всего встречается в США, и именно благодаря им, несмотря на относительно низкие мировые цены, продолжается активная добыча сланцевой нефти [1.6].

Третий тип компаний – обеспечивающие. Они занимаются нефтесервисом и производят оборудование для нефтегазового сектора. В условиях расширяющегося аутсорсинга значительная часть технологических компетенций, связанных с разведкой и добычей нефтегазовых ресурсов, развивается именно в сегменте обеспечивающих компаний.

1.2 Новые стимулы технологического развития

За последнее десятилетие во всём мире существенно изменились условия функционирования и развития нефтегазового сектора. Быстрый рост мирового спроса на энергоресурсы обусловил существенное повышение цен на нефть в период 2001-2014 гг. (за исключением кризисного 2009 г.). С учётом ухудшающегося качества ресурсной базы² – (особенно в развитых странах), высокие

² Имеется ввиду рост доли нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов

цены на нефть привели к расширению добычи нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов, что способствовало быстрому росту инвестиций в исследования и разработки. Развитие технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пласта (ГРП) позволили США резко увеличить объем добычи природного газа и нефти. В итоге это привело к дестабилизации глобальных нефтегазовых рынков и резкому снижению цен на нефть в 2014 г.

Реакцией компаний на снижение цен стало массовое сокращение инвестиций и оптимизация затрат. Прежде всего, под сокращение попали наиболее ресурсоёмкие проекты, такие как добыча нефти из битуминозных песков в Канаде, добыча на глубоководных месторождениях, добыча нефти из плотных пород в США [1.7] и разведка новых месторождений [1.8].

Вместе с тем, развитие и распространение в США новых технологий разработки привело к снижению себестоимости добываемой на этих нетрадиционных месторождениях нефти. Это позволило продолжать добычу даже при ценах ниже 50 долл./барр. [1.9]. Именно быстрое внедрение новых технологий сделало американские компании способными конкурировать с компаниями стран ОПЕК, разрабатывающими «дешёвые» месторождения (в первую очередь на Ближнем Востоке).

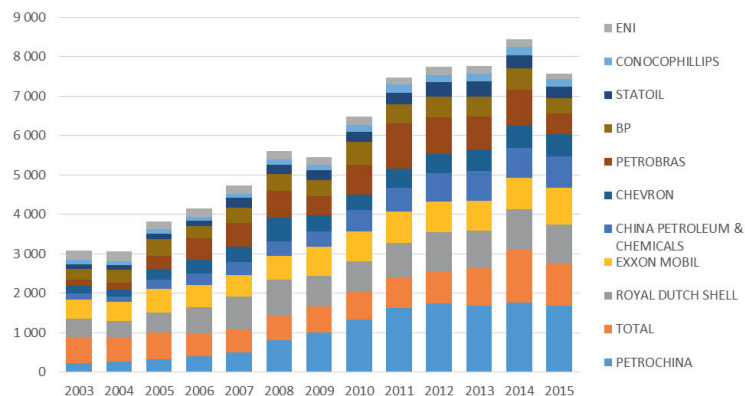
Новые технологии важны ещё и потому, что во всём мире, в целом, ухудшается качество нефтегазовых ресурсов: растёт доля нетрадиционных, например, глубоководных, месторождений нефти и газа, снижается размерность новых месторождений [1.10, 1.11]. По оценкам IEA, на конец 2015 г., в среднем по миру, доля нетрадиционной нефти в структуре технически извлекаемых нефтяных запасов составляла около 55%. В структуре ресурсов природного газа доля нетрадиционных в среднем чуть ниже – около 45% [1.3].

Соответственно, за период 2000-2015 гг. доля нетрадиционной нефти в мировой добыче увеличилась с 1% до 8%, а доля нетрадиционного газа (за период 2000-2014 гг.) - с 8% до 20% [1.3]. На горизонте 20-25 лет ожидается дальнейший прирост добычи из трудноизвлекаемых месторождений, од-

нако его темпы существенно замедлятся. Согласно прогнозу IEA, за период 2015-2040 гг. доля нетрадиционной нефти в общем объёме добычи возрастет лишь до 13%, а доля нетрадиционного газа – до 33%.

В региональном разрезе, в настоящее время добыча нетрадиционных нефти и газа имеет место, в основном, в США, Канаде, Венесуэле. К 2040 г. по прогнозам Информационного агентства в области энергетики США (US Energy Information Administration – EIA) основной объем добычи нетрадиционной нефти и газа будет также сосредоточен в ограниченной группе стран. Так, в значительных количествах нефть из плотных пород будут добывать в США, России, Канаде и Аргентине, сланцевый газ – в США, Китае и Канаде [1.2].

Уже в среднесрочном периоде именно трудноизвлекаемые запасы станут для отдельных стран основными источниками поддержания/наращивания добычи нефтегазовых ресурсов. Смещение фокуса на разработку нетрадиционных ресурсов становится стимулом поиска новых эффективных технологических решений.

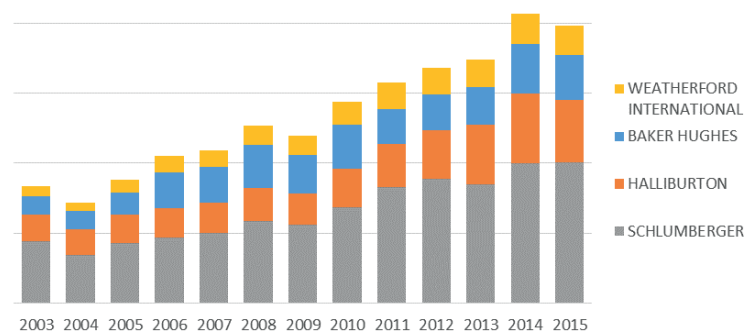


Источник: составлено авторами по данным IPTS

Рисунок 1.2 – Динамика инвестиций в исследования и разработки крупнейших нефтегазовых компаний (млн. евро)

Собственно, рост доли трудноизвлекаемых запасов уже отразился в том, что стали расти инвестиции в НИОКР ведущих мировых нефтегазовых компаний. На Рис.1.2 отражены крупнейшие нефтегазовые компании, по которым в базе данных IPTS имеются данные по расходам на НИОКР за 2003-2015 гг. На Рис. 1.3 – то же для нефтесервисных компаний.

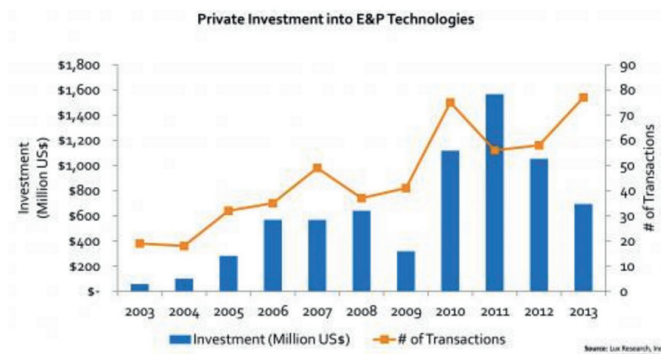
Помимо затрат на НИОКР, нефтегазовые и нефтесервисные компании активно инвестировали в технологические стартапы в сегменте разведки и добычи.



Источник: составлено авторами по данным IPTS

Рисунок 1.3 – Динамика инвестиций в исследования и разработки крупнейших нефтесервисных компаний (млн. евро)

Совокупные венчурные инвестиции в этом сегменте, по оценкам Lux Research, за период 2003-2013 гг. составили около 7 млрд. долл. и, несмотря на нестабильность, демонстрировали в целом положительный тренд (Рис. 1.4). Пик инвестиций пришёлся на 2011 г. и был обусловлен, скорее всего, сланцевым «бумом».



Источник: [1.12]

Рисунок 1.4 – Динамика частных инвестиций в технологи сегмента разработки и добычи

Большинство стартапов, работающих в области разведки и добычи, не становятся публичными – их приобретают стратегические инвесторы. За период 2003-2013 гг. наибольшее количество стартапов было поглощено нефтесервисной компанией Schlumberger (56 сделок), норвежским фондом прямых инвестиций Energy Ventures (47 сделок) и корпоративным венчурным фондом Chevron Technology Ventures (33 сделки) [1.12].

Перечисленные факты свидетельствуют о том, что возрастает важность гарантированного доступа к технологиям, позволяющим, во-первых, снизить стоимость разведки и добычи нефтегазовых ресурсов вне зависимости от типа месторождения и, во-вторых, с умеренными издержками разрабатывать нетрадиционные и/или трудноизвлекаемые ресурсы, увеличивая коэффициенты извлечения нефти и газа.

Для национальных правительств прогнозируемые изменения будут означать необходимость формирования соответствующей системы экономических условий для стимулирования технологического развития в нефтегазовом секторе и обеспечения конкурентоспособности разработки новых месторождений.

1.3 Развитие технологий для разработки и добычи нетрадиционных и трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов

Разработка в США месторождений сланцевой нефти с помощью комбинации технологий горизонтального бурения и ГРП стартовала ещё в начале 1990-х гг. [1.13]. На протяжении почти двадцати лет американские нефтедобывающие компании, в первую очередь, независимые, (Mitchell Energy [1.14], Devon Energy, Chesapeake Energy, Continental Resources [1.15] и др.), накапливали опыт, отработывая новые технологии и постепенно снижая стоимость их применения.

Во второй половине 2000-х гг., когда, на фоне растущих цен на нефть, добыча сланцевого газа и нефти плотных пород стали быстро расти, произошёл подлинный прорыв. На нетрадиционные запасы стали обращать внимание всё новые компании, в том числе, крупные транснациональные игроки, такие как Chevron, ExxonMobil, Shell, BP и др. Доля горизонтальных скважин в США в 2015 г. достигла 77% от общего количества пробуренных, а доля природного газа, добываемого с использованием технологий ГРП – 67% [1.16].

Несмотря на более высокую стоимость данных технологий по сравнению с традиционными, при разработке нетрадиционных и трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов они оказалась гораздо эффективнее. По некоторым оценкам, горизонтальная скважина может быть в 3–4 раза выгоднее вертикальной для определённых типов месторождений [1.17], что позволяет, в условиях высоких мировых цен, выйти на коммерческую окупаемость добычи нефти и природного газа из подобных месторождений.

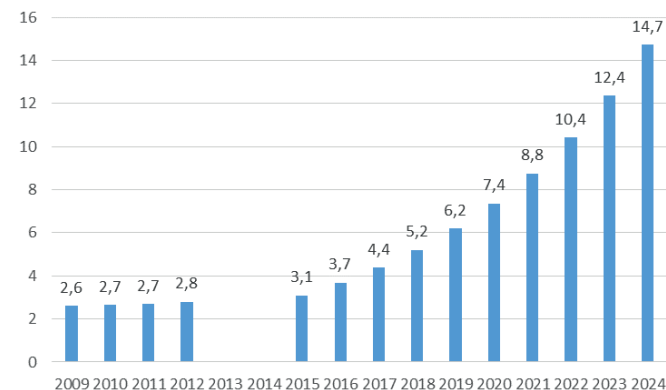
Постепенная отработка и масштабирование технологий добычи нетрадиционных нефтегазовых ресурсов привели к существенному росту эффективности бурения и, соответственно, сокращению издержек добывающих компаний. Ряд аналитиков также связывает наращивание добычи с мас-

штабным применением технологии «Больших Данных» (Big Data), позволивших существенно повысить эффективность горизонтального бурения, множественного ГРП, и других процедур разработки нетрадиционных и трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов [1.13]. Одним из наиболее перспективных путей снижения издержек является применение технологии «Больших Данных» к множественному ГРП.

По оценкам экспертов, в настоящее время в ходе горизонтального бурения в среднем делается 24–36 гидроразрывов пласта и только четверть или треть из них оказываются продуктивными. Повышение качества моделирования множественного ГРП на основе «Больших Данных» и снижение доли непродуктивных гидроразрывов может привести к кратному уменьшению издержек [1.13].

О высокой приоритетности развития в нефтегазовом секторе информационных технологий в целом, и анализа на основе «Больших Данных» в частности, говорят также и результаты опроса «The 2016 Upstream Oil and Gas Digital Trends Survey», проведенного компанией Accenture [1.18]. Несмотря на общий в нефтегазовом секторе тренд на снижение инвестиций, в том числе в технологическое развитие, 80% опрошенных нефтегазовых компаний в ближайшие годы планируют как минимум не сокращать объем расходов на разработку и внедрение цифровых технологий. Приоритетами для инвестиций в области цифровых технологий в ближайшие 3–5 лет являются продвинутая аналитика (в том числе, и на основе «Больших Данных») и Интернет вещей.

В целом мировой рынок программного обеспечения для разведки и добычи нефти и газа (ПО для нефтедобычи) в 2015 г. оценивался в 3,1 млрд. долл. Прогнозируется, что в ближайшие годы рынок будет расти существенно быстрее, чем в период 2009–2015 гг., — почти на 20% в год, и к 2024 г. достигнет объема в 14,7 млрд. долл. (Рис. 1.5). Ключевыми игроками на данном рынке являются такие компании, как Schlumberger Limited, Paradigm B.V., and Landmark Solutions.



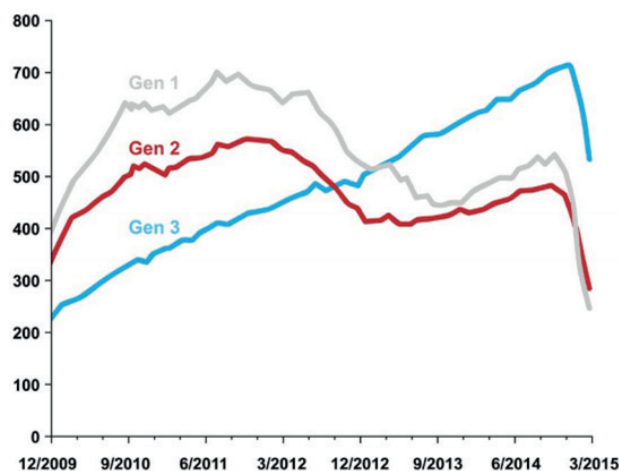
Источник: [1.19, 1.20]

Рисунок 1.5 – Динамика мирового рынка программного обеспечения для нефтедобычи

Развитие информационных технологий повлекло за собой появление концепции так называемых «цифровых месторождений». Данный термин («digital oilfield») объединяет совокупность технологических решений, обеспечивающих сбор, передачу, хранение и анализ данных, и контроль производственных процессов на их основе. Интегрирование технологических решений в рамках единой системы позволяет оптимизировать производственные процессы в ходе разведки и добычи нефтегазовых ресурсов. Согласно оценкам, внедрение технологий «цифрового месторождения» позволяет сократить операционные издержки на 5–25%, капитальные расходы – на 1–10% [1.21]. Глобальный рынок технологий «цифрового месторождения» в 2015 г. оценивался в 25 млрд. долл. [1.22] с прогнозом роста до 31 млрд. долл. к 2020 г. [1.23].

Помимо информационных технологий росту эффективности добычи нефтегазовых ресурсов способствовало и совершенствование самих буровых установок. За период 2009–2015 гг. в США существенно выросло использование новейших буровых установок (называемых установками 3–го поколения — см. Рис. 1.6), отличающихся повышенным

уровнем автоматизации, мощностью энергетической установки, мобильностью и проч.



Источник: [1.13]

Рисунок 1.6 - Динамика числа буровых установок различных поколений

В совокупности, технологическое развитие привело к тому, что скорость бурения, количество скважин на буровую установку и общая проходка менее чем за 5 лет увеличились на 50–150% [1.13].

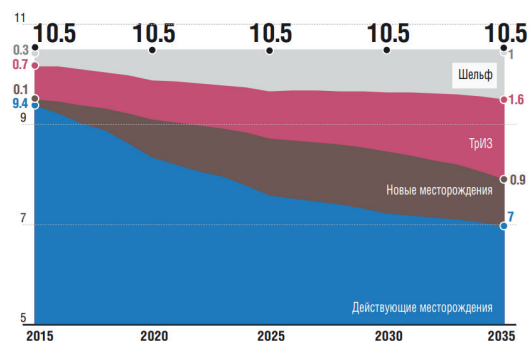
2. Технологические аспекты развития нефтегазового сектора в России³

Нефтегазовый сектор России является одним из крупнейших в мире. По оценкам ВР, сделанным в конце 2015 г., Россия находится на 6-м месте в мире по объёму доказанных запасов нефти (102 млрд. баррелей, 6% от мирового) и на 2-м по объёму добычи (540,7 млн. т., 12,5% от мировой). По состоянию на конец 2015 г., по объёмам доказанных запасов природного газа (32,3 трлн. куб. м., 17% от мирового) и его добыче (573 млрд. куб. м., 16% от мировой) Россия находилась на 2-м месте в мире [1.1].

По подсчётам Института энергетики и финансов, основной фонд действующих нефтяных месторождений в России будет в существенной степени истощён уже к 2020 г., после чего может последовать спад добычи [2.1]. Ожидается, что на среднесрочном горизонте (до 2020 г.) снижение добычи на действующих нефтяных месторождениях может быть нивелировано ростом добычи в Восточной Сибири и развитием добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). На долгосрочном горизонте (до 2035 гг.) ключевым источником наращивания добычи должны стать ТРИЗ, однако возрастает также роль новых месторождений как на суше, так и на шельфе (в том числе Арктическом) (Рис. 2.1).

Формально, на ближайшие 20-30 лет производство нефти в России практически обеспечено уже разведанными запасами [2.2]. Однако, по оценкам экспертов, основная часть прироста нефтяных запасов приходится на ресурсы, неэффективные для разработки [2.3]. Поэтому в среднесрочном периоде Россия может столкнуться с проблемой поддержания достигнутых объёмов добычи.

³ Дежина И. (Сколтех), Фролов А. (Сколтех)



Источник: [2.4]

Рисунок 2.1 - Прогноз структуры добычи нефти в России (млн. барр. в сутки)

Практика последнего десятилетия показывает, что вклад новых месторождений в прирост запасов нефти в России крайне незначителен, а прирост запасов нефти был в основном обеспечен за счёт доразведки уже разрабатываемых месторождений, что означает повышение доли трудноизвлекаемых запасов [2.4, 2.5]. Так, доля трудноизвлекаемых запасов возросла с 50% от всех запасов нефти по категории ABC1⁴ в конце 1990-начале 2000-х гг. [2.6] до 65% в 2015 г. [2.7]. Эту тенденцию фиксируют крупнейшие нефтегазовые компании - Роснефть, Газпром Нефть, Лукойл.

Основные перспективы разработки ТРИЗ в среднесрочной перспективе эксперты связывают с нефтью баженовской свиты. Несмотря на то, что разведанные запасы баженовской свиты пока составляют только несколько десятков миллионов тонн, ресурсные оценки колеблются от 2 до 170 млрд. т. (компромиссная оценка – около 20 млрд. тонн) [2.8]. Поэтому в последние годы практически все крупнейшие российские нефтегазовые компании активизировали усилия по изучению месторождений баженовской свиты.

⁴ Согласно принятой в России классификации к категории А относятся разрабатываемые и разбуренные запасы; к категории В – разрабатываемые, но не разбуренные; к категории С1 – разведанные

2.1 Актуальные технологические направления и зависимость от импорта

С учётом меняющейся структуры запасов наиболее важными технологическими компетенциями для России становятся те, которые связаны с разработкой трудноизвлекаемых ресурсов. Это в первую очередь технологии горизонтального бурения, множественного ГРП, методы увеличения нефтеотдачи, а также технологии, обеспечивающие общее сокращение издержек («цифровое месторождение», «Большие Данные», Интернет вещей). Тренд на повышение технологизации разведки и добычи углеводородов в России можно проследить по опережающему росту отдельных видов работ или технологических рынков.

Так, по данным компании RPI за период 2010-2016 гг. доля горизонтального бурения в общей проходке по эксплуатационному бурению выросла с 11% до 36% [2.9]. Вместе с ростом доли горизонтального бурения растёт также и рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения (MWD/LWD), объём которого (в физическом выражении) за период 2006-2015 гг. вырос почти в 3 раза [2.10]. Быстро растёт сегмент геонавигации бурения в России – на 20-30% ежегодно [2.11]. Темп прироста числа многостадийных ГРП в России в 2012-2014 гг. по оценкам экспертов составлял 10-15% в год [2.12]. Растёт также интерес к созданию «цифровых месторождений» [2.13]. На начало 2016 г. эксперты [2.14] насчитывали в России 27 «цифровых месторождений» («Роснефть» – 10, «Газпром» – 7, «ЛУКОЙЛ» – 5, «НОВАТЭК» – 2, «Татнефть», «РИТЭК», «Зарубежнефть» – по одному).

По многим направлениям, особенно связанным с добычей трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов, уровень собственных технологий в России существенно отстаёт от мирового и наблюдается критическая зависимость от импорта. В условиях санкций, наложенных ведущими развитыми странами-производителями технологий, и в результате падения курса рубля, использование зарубежных технологий становится существенно дороже, что формирует стимулы для развития отечественных технологий.

Санкции США и ЕС, введённые в 2014 г., ограничивают поставки в Россию оборудования для глубоинной добычи углеводородов, разработки арктического шельфа и сланцевых запасов нефти и газа. В частности, США запретили ввоз в Россию следующих видов оборудования [2.15]:

- буровые установки;
- детали для горизонтального бурения;
- буровое оборудование для заканчивания скважин;
- морское оборудование для работы в условиях Арктики;
- оборудование для каротажа;
- скважинные насосы;
- бурильные и обсадные трубы;
- программное обеспечение для гидравлического разрыва пласта;
- насосы высокого давления;
- оборудования для сейсморазведки;
- дистанционно-управляемые подводные аппараты;
- компрессоры;
- инструменты для развальцовки;
- распределительные краны;
- райзеры.

Помимо этого, ограничено предоставление услуг и участие западных компаний в наиболее технологичных проектах по добыче углеводородов в России. Косвенно на технологическое развитие отечественных нефтегазовых компаний влияют также санкции в финансовой сфере, ограничивающие доступ для российских компаний к долгосрочным кредитным ресурсам.

Распространённость отечественных технологических решений зависит от типа месторождения. По данным Минэнерго, при добыче нефти на традиционных месторождениях доля российских и локализованных технологий достигает 80%, в то время как при разработке ТРИЗ она составляет уже только 40-60%; а при реализации шельфовых проектов –

около 20% [2.14].

В большей степени зависимость от импорта ощущается по позициям, требующим значительных технологических компетенций [2.16]:

- оборудование для ГРП и другим методам воздействия на продуктивный пласт и призабойную зону – 92% (доля импорта);
- оборудование для заканчивания скважин – 95%;
- буровая техника, роторные управляемые системы, навигационное оборудование определения положения бурового инструмента – 83%;
- программное обеспечение в секторе разведки и разработки нефтегазовых ресурсов – 93–100% [2.17].

Схожие оценки были получены в рамках исследования компании RPI «Перспективы импортозамещения нефтесервисного оборудования в Российской Федерации: «заменить нельзя оставить». В рамках данного исследования было установлено, что наиболее зависимыми от импорта типами оборудования для российского нефтегазового сектора являются [2.15]:

- различные виды оборудования и суда для работы на шельфе, а также подводные добычные комплексы;
- оборудование для горизонтального бурения, освоения запасов сланцевой нефти и проведения ГРП, в том числе – многостадийных;
- отдельные типы оборудования для буровых работ: верхние приводы, автоматические буровые ключи, системы очистки бурового раствора.

Зависимость от импорта есть и на рынке нефтесервиса. Несмотря на относительно небольшую долю зарубежных компаний в российском нефтесервисе (по оценкам Deloitte – около 18% в 2013 г. [2.18]), именно иностранные компании, такие как Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton и др., привлекаются для реализации сложных в технологическом плане проектов и предоставления высокотехнологичных услуг: бурение скважин со сложной геометрией, ГРП и др. [2.19].

Доминирование западных нефтесервисных компаний в технологически сложных проектах во многом связано с проблемами, имеющимися в образовании по нефтегазовому профилю. По оценкам специалистов, несмотря на то, что в целом качество обучения в нефтяных вузах России практически не уступает мировому (это подтверждается, в частности, большим спросом на отечественных нефтегазовых специалистов за рубежом [2.20]), ключевым недостатком российских нефтяных вузов является «отсутствие теоретической и практической базы по изучению постоянно обновляющихся новейших высоких технологий, направленных на добычу сланцевой нефти, нефти из залежей арктического шельфа и прочих» [2.21]. Ситуация усугубляется тем, что в отечественных нефтегазовых компаниях не распространены программы по дополнительному образованию, в рамках которых в зарубежных компаниях как раз и идёт обучение молодых специалистов передовым технологиям и практикам их применения [2.20].

2.2 Институциональные условия технологического развития

2.2.1 Структура нефтегазового сектора

В России разведкой и добычей нефти занимается около 300 компаний [2.22], природного газа – около 250 компаний. Несмотря на значительное количество нефтедобывающих компаний, около 40% из них входят в состав крупных вертикально-интегрированных холдингов, а доля независимых производителей в общем объёме добычи крайне незначительна: по нефти – 4% [2.23], по природному газу – около 5%.

Основной объём добычи нефтегазовых ресурсов в России сосредоточен в группе крупнейших вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК):

- государственные: Роснефть, Газпром и Газпром Нефть, Зарубежнефть;
- частные – Лукойл, Сургутнефтегаз, Новатэк;
- под контролем регионального правительства – Татнефть.

Подобная структура сектора во многом обусловлена подходом к организации нефтегазовой промышленности, который применялся ещё во времена СССР и был связан с опорой на освоение крупнейших месторождений и формированием крупных региональных взаимосвязанных комплексов нефтегазодобычи [1.11]. Несмотря на предпринятые в 1990-х гг. в ходе приватизации попытки преобразований, по сути государству так и не удалось преодолеть инерционность организационной структуры. В последнее десятилетие наблюдается даже усиление прямого участия государства (в виде роста доли госкомпаний) в деятельности нефтегазового сектора [1.11].

Для сравнения, в США насчитывается более 14000 компаний-операторов, отвечающих за разработку нефтегазовых месторождений, в том числе компании мирового уровня – ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips. Уровень концентрации

запасов и добычи нефтегазовых ресурсов в крупнейших компаниях США относительно невысок: на 10 крупнейших операторов приходится около 54% доказанных запасов нефти и 48% природного газа; на 100 крупнейших операторов - около 90% запасов нефти и природного газа [2.24].

В США активно развиваются как крупные интегрированные, так и независимые нефтегазовые компании: на долю интегрированных в 2012 г. приходилось около 54% добычи нефти, в то время как на несколько тысяч независимых нефтегазовых компаний – 46% [2.25]. Подобное разнообразие типов компаний, осуществляющих разведку и добычу нефтегазовых ресурсов, во многом обусловлено существующим в США режимом недропользования и системой налогообложения.

В Норвегии по данным за 2014 г. на шельфе работало чуть более 50 компаний, занимающихся разведкой/разработкой нефтегазовых ресурсов или обеспечивающих для них инфраструктуру [2.26]. Крупнейшей компанией является Statoil, она контролируется государством, и на её долю приходится около 70% добываемых на норвежском шельфе нефтегазовых ресурсов [2.27].

В обеспечивающих отраслях (производство оборудования и нефтесервис) Норвегии работает около 2500 компаний с общим штатом в 114 тыс. чел. (для сравнения – в компаниях-операторах месторождений работает только 22 тыс. чел.) [2.27].

Нарастающее присутствие государства в российском нефтегазовом секторе снижает его привлекательность для частных инвесторов. При этом финансовые и производственные показатели работы крупных частных компаний в целом более высокие по сравнению с госкомпаниями (см. Табл. 2.1). Доминирование в российском нефтегазовом секторе крупных ВИНК сказалось и на государственной политике в области недропользования и налогообложения: в этих областях преобладает ручной режим управления, снижающий возможности развития для независимых нефтегазовых компаний, не обладающих необходимыми лоббистскими ресурсами.

Таблица 2.1 — Удельные характеристики работы крупных нефтегазовых компаний (по данным за 2015 г.)

	Выручка на одного занятого (млн. руб)	Прибыль на одного занятого (млн. руб)	Объем добычи нефти на одного занятого (тыс. тонн)	Объем НИОКР на одного занятого (тыс. руб)	Объем НИОКР в расчёте на один патент	Форма собственности
Новатэк	65,42	11,58	1,25			частная
Лукойл	54,14	2,85	0,95	3,13	0,58	частная
Газпромнефть	24,90	1,75	1,20	8,96		государственная
Татнефть	22,58	4,15	1,33	67,76	0,44	региональная
Роснефть	19,69	1,36	0,97	137,67	71,57	государственная
Газпром	13,13	2,66	0,11	21,41	5,51	государственная
Сургутнефтегаз	8,49	6,52	0,53	14,76	13,18	частная
Зарубежнефть	4,46	0,72	0,80	23,48	5,62	государственная

Источник: составлено авторами на основе данных компаний

Из данных таблицы следует, что выручка на одного занятого не связана с показателями прибыли в расчёте на одного работника. Действительно, прибыль может быть обеспечена доходами от хранения средств на депозитах. При этом прослеживается некоторая связь между выручкой и удельной характеристикой объёмов добычи нефти. В целом по выручке и прибыли на одного занятого более эффективны частные компании.

Объёмы НИОКР в расчёте на одного занятого беспрецедентно высоки в Роснефти. Достаточно высоки они и в Татнефти. Последнее можно объяснить, в том числе, тесным сотрудничеством Татнефти с малыми технологическими компаниями, ведущими НИОКР и разрабатывающими для неё технологии. Данная компания также самая эффективная

по показателю затрат на НИОКР в расчёте на один патент. Самая ресурсоёмкая компания по этому показателю – Роснефть. Большие затраты на НИОКР дают относительно слабый «выход» в форме патентов. Не прослеживается корреляции между размерами компаний (определяемыми по объёму выручки) и уровнем наукоёмкой и эффективности расходов на НИОКР. Вместе с тем, даже сравнительно «небольшие» компании из списка, представленного в таблице, все равно входят в число крупнейших в стране в области нефтедобычи.

Следует также принимать во внимание, что в таблице представлен «статический» срез работы компаний по данным только за один год⁵. В динамике ситуация может оказаться несколько иной.

Так, в 2015 г. компания «Новатэк» имела выручку, на 32,9% превышающую показатель предыдущего года в связи с увеличением объёма продаж нефти, ростом цен реализации газа, а также увеличением чистых цен реализации в рублёвом выражении в связи с ростом среднего курса доллара и снижением ставок вывозной таможенной пошлины. А в 2016 г. чистая прибыль «Новатэк» возросла на 76% по сравнению с 2015 г. не только из-за курсовых разниц, но и выбытия долей владения в совместных предприятиях [2.28].

По показателю чистой прибыли на единицу персонала на втором месте оказалась компания Сургутнефтегаз. Однако это – эффект больших сбережений, которые были крупнейшими среди российских нефтяных компаний. На конец 2015 г. объем денежных средств и депозитов Сургутнефтегаза превышал 2,57 трлн. руб. (99,8% было размещено в долларах США). Структура активов позволила «Сургутнефтегазу» хорошо заработать во время падения рубля. В итоге в 2015 г. компания получила 568 млрд. руб. за счёт курсовых разниц [2.29]. Укрепление рубля сразу сказалось на показателях её деятельности. В 2016 г., когда рубль относительно окреп, чистый убыток компании, по данным СПАРК, составил 104.7 млрд. руб.

⁵ За 2015 г. Данные за следующий, 2016 г., доступны по меньшему числу компаний

2.2.2 Система недропользования

Согласно закону «О недрах» нефтегазовые ресурсы, находящиеся в недрах России, принадлежат государству. Добыча полезных ископаемых (в том числе нефти) проводится на основании лицензии на право пользования недрами. Лицензии выдаются Министерством природных ресурсов РФ или его территориальными подразделениями.

Схожая система применяется и в Норвегии – собственность на недра принадлежит государству, и только государство может распределять лицензии на разведку и добычу нефтегазовых ресурсов на норвежском шельфе [2.26].

Другая система недропользования сформировалась в США – собственность на недра является производной от собственности на землю [2.30]. Право собственности на нефтегазовые ресурсы может принадлежать как федеральному правительству, так и правительствам штатов или частным компаниям/лицам. Подобный подход к недропользованию упрощает и ускоряет процесс оборота земель, под которыми расположены нефтегазовые ресурсы, стимулируя собственника к интенсивному их развитию – повышению коэффициента добычи нефти на своём месторождении.

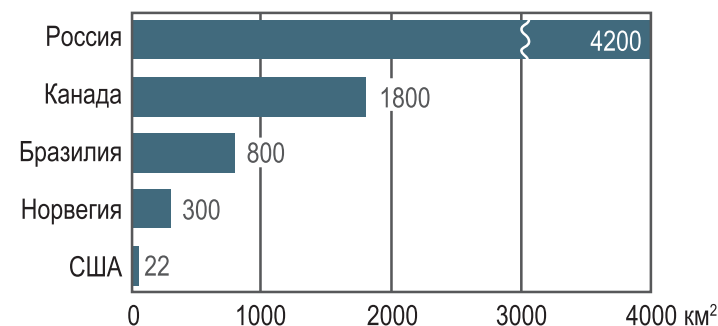
Несмотря на то, что независимые компании в России играют сопоставимое с ВИНК количество заявок на торгах по распределению лицензий (Табл. 2.2), масштабы лицензионных участков независимых компаний крайне малы – около 80% лицензионных участков содержат менее 5 млн. т. запасов углеводородов [2.25].

Таблица 2.2 – Заявки на участие в торгах по распределению лицензий на пользование недрами, содержащими углеводороды в 2012 – 2015 годах.

Компании / Тип компаний	Подано заявок на торги, шт.	Выиграно заявок на торгах, шт.	Доля выигранных заявок на торгах, процентов
Всего	733	279	38,1
ВИНК – всего, в том числе:	317	139	43,8
ПАО «НК «Роснефть»	139	61	43,8
ОАО «Сургутнефтегаз»	30	19	63,3
ПАО «Лукойл»	57	24	42,1
ПАО «АНК «Башнефть»	10	6	60,0
ПАО «Газпром»	32	10	31,3
ПАО «НОВАТЭК»	3	2	66,7
прочие ВИНК	46	17	36,9
Независимые компании, в том числе:	416	140	33,6
российские бенефициары	298	92	30,9
зарубежные бенефициары	118	48	43,6

Источник: расчёты Коцюбинского В.А. (РАНХиГС).

Обращает на себя внимание и то, что средний размер лицензионных участков на шельфе в России на порядок больше, чем в Норвегии, и на два порядка – по сравнению с США (Рис. 2.2), что отражает стремление государства закрепить перспективные территории за компаниями, подконтрольными государству.



Источник: [2.8]

Рисунок 2.2 – Средние размеры лицензионных участков на шельфе в разных странах (кв. км.)

Дополнительно, развитие независимых нефтегазовых компаний в России осложнено из-за проблем с доступом к инфраструктуре, вызываемые высоким уровнем региональной монополизации нефтегазодобывающих комплексов [2.25]. В частности, по оценкам экспертов, в области распределения лицензий до сих пор действует принцип «одно месторождение – одна лицензия» [2.31], что не способствует развитию конкуренции при добыче нефтегазовых ресурсов.

Наоборот, в США эксперты отмечают высокий уровень развития инфраструктуры и доступность финансовых ресурсов [2.25], что в значительной степени определяет успех развития независимых нефтегазовых компаний. Более того, благодаря огромному количеству пробуренных скважин, уровень изученности условий добычи нефти и газа является одним из самых высоких в мире [1.11]. Это не только снижает риски добычи (что, вместе с доступными инфраструктурой и финансами, благоприятствует деятельности небольших добывающих компаний), но и создаёт базу для технологического развития на основе Больших Данных и их интеллектуальной обработки.

2.2.3 Система налогообложения

Современная налоговая система в России нацелена на налогообложение преимущественно валовых показателей, что существенно отличает её от налоговых систем других ведущих нефтегазовых стран.

Исторически, в нефтегазовом секторе можно выделить два основных подхода к определению налоговой базы: на основе валовых показателей или на основе экономических результатов деятельности (прибыли, чистого дисконтированного дохода и др.).

В последние десятилетия в мире наблюдается тенденция к постепенному переходу от налоговых систем, основанных на налогообложении валовых показателей, к смешанным налоговым системам, с акцентом на налогообложении исходя из экономических показателей деятельности [2.32].

Достоинством системы налогообложения первого типа является простота её администрирования. Она, однако, затрудняет предоставление налоговых льгот для стимулирования разработки трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов. Поэтому подобная система применяется в большей степени в странах, для которых проблема истощения ресурсной базы и увеличения доли ТРИЗ остро не стоит (например, в ближневосточных странах – Саудовской Аравии, Катаре, ОАЭ [2.33]).

Система налогообложения, основанная на учёте экономических результатов, сложнее администрируется, но является более гибкой и лучше приспособлена для стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов. Подобная система наиболее развита в странах, где пик добычи нефтегазовых ресурсов или уже прошёл, или дальнейшее наращивание добычи возможно только за счёт трудноизвлекаемых месторождений (Норвегия, США, Великобритания) [2.32].

Федеральный налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) был введён в России в 2002 г. Налоговая ставка НДПИ устанавливается в рублях за 1 тонну [2.34], с применением коэффициента, учитывающего динамику мировых цен на нефть (Кц) [2.35]). Второй коэффициент (коэффициент Кв),

введённый в 2007 г., характеризует степень выработанности запасов нефти на участке добычи. Значение коэффициента варьируется от 1 (при степени выработанности 0,8) до 0,3 (при степени выработанности 1 и более). Динамика коэффициента цены и размера налоговой ставки за последний год представлена в Табл. 2.3. С 1 января 2017 г. размер налоговой ставки за 1 тонну добытой обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти составляет 919 рублей.

Таблица 2.3 – Динамика коэффициента цены и налоговой ставки за 2016 год

Период	Средний уровень цен нефти сорта «Юралс», долл. США/баррель	Среднее значение курса доллара США	Кц [58]	Размер налоговой ставки, руб./ тонна	Налоговая ставка с учётом коэффициента Кц, руб./ тонна	Источник информации
Январь 2016	28,53	76,3127	3,9560	857	3390,292	«Российская газета», №31 (6899), 15.02.2016 Письмо ФНС РОССИИ от 17.02.2016 № СД-4-3/2522@
Февраль 2016	30,34	77,2298	4,5391	857	3890,0087	«Российская газета», №53 (6921), 15.03.2016 Письмо ФНС РОССИИ от 29.03.2016 № СД-4-3/5327@
Январь 2017	53,03	59,9583	8,7365	919	8028,8435	https://www.nalog.ru/m77/news/activities_fts/6502572/

Источник: составлено авторами на основе [2.36]

Помимо этого, действуют многочисленные льготы по НДС, регулируемые подпунктами 9, 20 и 21 пункта 1 статьи 342 НК РФ. Для налоговых каникул (ставка НДС 0%) по новым месторождениям, расположенным полностью или частично в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края и др. (региональные налоговые каникулы) точкой отсчёта является дата государственной регистрации лицензии на пользование недрами. Срок налоговых каникул по лицензии на разведку и добычу установлен не более 10 лет или равен 10 годам, по сквозной – не более 15 лет или равен 15 годам, либо по достижении накопленного объёма добычи 25 млн. тонн. При условии, если срок разработки не превышает 10 лет или равен 10 годам, налоговая ставка 0% в отношении количества добытого на конкретном участке недр полезного ископаемого применяется для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2007 г. и степень выработанности запасов (Св) которых на 1 января 2007 г. меньше или равна 0,05 [2.34].

В результате большого налогового манёвра, который вступил в силу в 2014 г., был изменён подход к установлению налоговых льгот по НДС. Величина льготы (Дм) определяется исходя из актуальной базовой ставки и ряда корректирующих коэффициентов и вычитается из общей ставки налога (произведение базовой ставки НДС и ценового коэффициента Кц). Таким образом, нулевая ставка НДС при добыче нефти для отдельных регионов («региональные налоговые каникулы») и в отношении нефти вязкостью более 200 мПа × с (но менее 10 000 мПа × с) заменена обычной льготной ставкой. При этом нулевая ставка НДС продолжает действовать, в частности, в отношении нефти, добываемой из залежей углеводородного сырья, отнесённых к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям.

Действующие в настоящее время льготы делятся на три типа: при первом, к стандартной ставке применяется понижающий коэффициент, зависящий от местоположения, степени выработанности, типа запасов, размера и сложности разработки конкретного участка недр. Этот вид льгот применяется с различными коэффициентами к месторождениям с

высокой степенью выработанности (более 80%), например, к месторождению им. Ю. Корчагина (шельф Каспийского моря), пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в Тимано-Печоре, Пяяхинскому месторождению (в Ямало-Ненецком автономном округе) и др. Понижающий коэффициент применяется также к новым небольшим месторождениям с извлекаемыми запасами менее 5 млн т и запасам с низкой проницаемостью, таким как месторождение им. В. Виноградова и залежи Тюменской свиты и т.д.

При втором типе льгот, ставка налога в размере 15% от мировой рыночной цены нефти марки «Юралс» применяется к объёмам добычи на месторождении им. В. Филановского на шельфе Каспийского моря и на некоторых других месторождениях.

При третьем типе, нулевая ставка применяется к объёмам добычи в месторождениях сверхвязкой нефти (более 10 000 мПа × с) и к нетрадиционным запасам (Баженовская свита и другие).

Кроме того, ставка налога равняется нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода меньше или равна 15,00 долл./барр. В 2016 г. дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть на 1,00 долл./барр. выше установленного минимального уровня (15,00 долл./барр.) приводил к росту ставки налога на 0,45 долл./барр. по сравнению с базовой ставкой (0,40 долл./барр. в 2015 г., 0,26 долл./барр. в 2014 г.) [2.37].

В налоговой системе предусмотрено большое количество льгот по уплате налога на добычу полезных ископаемых и таможенных пошлин для отдельных регионов и типов месторождений. В последние годы доля льготлируемых месторождений существенно растёт – в 2016 г. на подобных месторождениях было добыто почти 40% от общей добычи нефти в России.

(Рис. 2.3). В то же время эффективность подобных льгот, по мнению экспертов, вызывает большие сомнения [2.32].



Источник: [2.38]

Рисунок 2.3 – Добыча нефти с разбивкой по льготимруемым категориям по НДС и доля льготимруемой добычи в России

По мнению ряда авторов, ориентация государства на налогообложение валовых показателей в нефтегазовом секторе связана, в первую очередь, с простотой администрирования подобной системы [1.11]. Причиной этого служит неспособность государства обеспечить надлежащий мониторинг и контроль добычи нефтегазовых ресурсов, необходимый для перехода к гибкой системе налогообложения, основанной на экономических результатах. В создании необходимой системы контроля и мониторинга не заинтересованы и сами ВИНК, активно лоббирующие льготы по отдельным месторождениям [2.31]. В настоящее время в Правительстве РФ прорабатываются варианты введения налогов, основанных на экономических результатах (налог на добавленный доход – НДС) для пилотных месторождений [2.32].

По оценкам некоторых экспертов, существующая в настоящее время в России институциональная среда скорее соответствует стадии начального освоения ресурсной базы

(для которой характерна разработка легкодоступных месторождений, новых запасов и т.д.) [2.36], в то время как основные регионы добычи нефтегазовых ресурсов в России уже вступили в период снижения добычи. При этом потенциал разработки ТРИЗ на уже освоенных территориях оценивается выше потенциала разработки новых территорий (Восточная Сибирь и Дальний Восток, Арктический шельф).

2.3 Технологические приоритеты крупных нефтегазовых компаний

Планы по развитию необходимых технологических компетенций для разработки трудноизвлекаемых и труднодоступных нефтегазовых месторождений находят отражение в программах инновационного развития (ПИР) крупных государственных компаний. У прочих крупных нефтегазовых компаний также есть планы технологического развития, однако государственная инициатива по «принуждению к инновациям» на них не распространяется.

ПИР разрабатывают четыре компании - «Роснефть», «Газпром», «Газпром Нефть» и «Зарубежнефть». Анализ паспортов программ (по данным на 2016 г.) показал, что компании планируют уделять значительное внимание различным видам ТРИЗ и нетрадиционным ресурсам (Табл. 2.4)

Таблица 2.4 – Приоритетные типы месторождений, отражённые в паспортах ПИР

Компания	Типы месторождений
Роснефть	Низкопроницаемые, сверхнизкопроницаемые, неконсолидированные, трещиноватые и карбонатные коллектора ТРИЗ. Высоковязкая нефть. Песчано-алевритистые залежи. Тюменская свита.
Газпром	Нетрадиционные ресурсы. Трудноизвлекаемые и остаточные извлекаемые запасы.
Газпром Нефть	Карбонатные/трещиноватые коллекторы. Баженовская свита. Подгазовые залежи.
Зарубежнефть	Сверхвязкие нефти и битумосодержащие породы. Карбонатные скважины. Низкопроницаемые терригенные плато. Месторождения на завершающей стадии разработки.

Источник: составлено авторами на основе информации из паспортов ПИРов соответствующих компаний.

Компании в своих ПИР используют разные классификации приоритетных для них технологий. Они могут рассматриваться:

- по типам и регионам разработки месторождений;
- по приоритетным технологическим проектам (отдельным разделом/подразделом у каждой компании представлен набор конкретных приоритетных технологических проектов, по которым даётся краткое описание содержания проекта);

- по ключевым технологиям, разрабатываемым в рамках приоритетных технологических проектов и др.

Технологические приоритеты госкомпаний отражены в Табл. 2.5, которая построена следующим образом:

- по каждой госкомпании сформирован список ключевых технологических проектов компаний;

- в каждом ключевом технологическом проекте выделены технологии, которые планируется разрабатывать. Значительная часть технологий, описанных в общих терминах (например, «технологии лабораторных и полевых исследований пластовых систем») или упомянутых только в привязке к определённому типу месторождений (например, «технологии освоения песчано-алевритистых залежей») в таблице не отражены;

- дополнительно выявлены технологические приоритеты, которые, хотя и упомянуты в паспорте, не связаны в явном виде с разработкой технологий в рамках ключевых технологических проектов (выделены курсивом).

Таблица 2.5 – Технологические приоритеты нефтегазовых компаний, разрабатывающих программы инновационного развития.

Компания	Название проекта	Технологии, упоминающиеся в описании проекта
Роснефть	Технологии разработки трудноизвлекаемых запасов	"Безводные" технологии повышения продуктивности скважин со сверхвязкой нефтью; специальные керновые и фильтрационные исследования; методы и технологии прогнозирования и локализации активных запасов ультранизкопроницаемых коллекторов; разработка линейки собственных программных продуктов для моделирования развития в породе трещин ГРП и АвтоГРП.
	Технологии освоения шельфовых месторождений	Комплекс проектов по гидрометеорологии, ледовых исследований, инженерно-геологических исследований; проекты по концептуальному проектированию объектов морской инфраструктуры освоение лицензионных участков на арктическом шельфе.
	Развитие корпоративного научно-проектного комплекса и цифровые технологии институтов	Инженерное программное обеспечение и базы данных. "Большие Данные", промышленный интернет вещей.
Газпром	Технологии поиска и разведки месторождений углеводородов, включая освоение нетрадиционных ресурсов	Методы аэрокосмического зондирования Земли; технологии трёхмерного цифрового моделирования и др.
	Технологии повышения эффективности разработки действующих месторождений	Технологии закачки кислых газов в продуктовые пласты сероводородосодержащих месторождений; технологии эксплуатации месторождений в период падающей добычи.
	Технологии освоения углеводородов на континентальном шельфе	Технологии круглогодичного бурения скважин с помощью мобильных ледостойких сооружений; технологии ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов и газового конденсата на шельфе Арктики; использование подводных добычных систем.
	Технологии освоения новых месторождений	Технологии эксплуатации промыслового оборудования в условиях Крайнего Севера; технологии интеллектуального управления процессами добычи углеводородов.
	Технологии добычи нефти	Комплекс технологий, направленных на повышение продуктивности скважин; технологии вовлечения в разработку нетрадиционных запасов нефти; технологии сода-ПАВ-полимерного заводнения.

Газпромнефть	Внедрение комплекса технологий, направленных на повышение продуктивности скважин	Технологии повторного ГРП в горизонтальных скважинах; технологии бурения на депрессии, увеличение длины ствола горизонтальной скважины
	Разработка технологии сода-ПАВ-полимерного заводнения	
	Развитие технологий вовлечения в разработку нетрадиционных запасов нефти	Методики оценки ресурсного потенциала баженовской свиты; набор технологий многостадийного ГРП, адаптированного к геолого-технологическим условиям баженовской свиты; поиск оптимального способа воздействия на пласт и разработка оборудования для его осуществления.
	Электронная разработка активов	
Зарубежнефть	Освоение арктического шельфа	
	Разработка и внедрение технологии моделирования нефтегазоносных систем и выявления перспективных участков	4D-численное бассейновое моделирование
	Широкоазимутальные четырёхкомпонентные трёхмерные сейсмические исследования 3D 4C с донными регистраторами	
	Создание информационной системы управления бурением	Горизонтальные скважины с большими отходами от вертикали и сложными профилями
	Технологии разработки карбонатных коллекторов	
	Технологии разработки трудноизвлекаемых запасов	
	Технологии разработки месторождений, находящихся на завершающей стадии и с разбалансированной системой разработки	Закачка ПАВ-полимер-щелочных составов в пласт, закачка CO ₂ , закачка неуглеводородных газов, термогазовое воздействие на пласт, водогазовое воздействие
	Разработка собственных подходов нефтяного инжиниринга	Прикладное программное обеспечение
		Технологии «Больших Данных», Искусственный интеллект, Интернет вещей, концепция «автоматического промысла» и «безлюдной платформы»

Источник: составлено авторами на основе данных паспортов ПИР компаний за 2016 г.

На основе анализа представленных данных можно сделать следующие выводы:

- все госкомпании имеют приоритеты, связанные с освоением трудноизвлекаемых и нетрадиционных, а также сильноистощенных нефтегазовых месторождений. Для разработки таких месторождений наиболее востребованы технологии ГРП и сода-ПАВ-полимерного заводнения;

- все компании, кроме «Зарубежнефти», имеют приоритеты, связанные с освоением арктического шельфа. В то же время у «Газпром Нефти» отсутствует ключевой проект, связанный напрямую с арктическим шельфом, а у «Роснефти» он связан в основном с подготовительными исследованиями, а не с непосредственной разработкой технологий по добыче нефти на арктическом шельфе;

- у всех компаний есть приоритеты, связанные с информационными технологиями: «Большими Данными», Интернетом вещей, искусственным интеллектом, автоматизацией различных процессов. В то же время ни в одной из компаний эти направления не имеют статуса ключевых технологических проектов.

Другие крупные отечественные нефтегазовые компании, не участвующие в составлении ПИР (например, Лукойл, Татнефть, Сургутнефтегаз, Новатэк), не представляют технологические приоритеты в публичных документах. Упоминания технологических направлений, схожих с приоритетами госкомпаний, можно найти в годовых отчётах этих компаний. В качестве примеров важных для крупных компаний технологических направлений можно привести горизонтальное бурение, ГРП, автоматизацию и интеллектуализацию добычи.

Обобщая, можно утверждать, что передовые технологии освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных месторождений и повышение «интеллектуализации» месторождений представляют собой актуальные для крупных российских компаний технологические направления.

2.4 Государственная поддержка технологического развития в нефтегазовом секторе

До введения санкций, государственная политика по стимулированию технологического развития российского нефтегазового сектора осуществлялась в рамках общих инструментов, таких как ПИР, налоговые льготы на НИОКР и др.

После введения санкций была образована Межведомственная рабочая группа по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, комплектующих и запасных частей, услуг (работ) иностранных компаний и использованию иностранного программного обеспечения, а также по развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации [2.39], для планирования и организации работы по импортозамещению в нефтегазовом секторе [2.40]. Был определён перечень технологий (43 позиции), по которым предполагается снизить импорт. Однако механизмы достижения этой цели прописаны не были. Фактически стимулирование импортозамещения стало осуществляться через принуждение госкомпаний к покупке отечественных продуктов, субсидирование НИОКР для разработки новых отечественных технологий и образцов оборудования, выдачу льготных кредитов, а также создание пилотных полигонов для отработки новых технологий.

2.4.1 Стимулирование госкомпаний к импортозамещению

Для понуждения госкомпаний к импортозамещению были разработаны правительственные директивы, требующие предоставления преимущества российским производителям при закупках технологий в госкомпаниях [2.41]. В 2016 г. в нефтегазовых компаниях с государственным участием были утверждены корпоративные планы импортозамещения [2.42].

Несмотря на то, что подобные директивы нередко реализовывались с большими затруднениями [2.43, 2.44], в целом участники рынка отмечают, что эффект, хотя бы косвенный, от усилий Правительства РФ в данном направлении был: нефтегазовые компании с государственным участием «более охотно соглашались на испытания отечественного оборудования, от которого ещё несколько лет назад всячески отворачивались» [2.45].

2.4.2 Финансовая поддержка исследований и организации производства

Финансовая поддержка осуществлялась через инструменты разных ведомств. Минпромторг РФ через специальные инвестиционные контракты, субсидирование части затрат на производство и реализацию пилотных партий высокотехнологичной продукции, а также льготные займы поддержал в совокупности «около 30 проектов по выпуску нового оборудования для предприятий ТЭК на сумму более 3,5 млрд. руб.» [2.46] (в т. ч. в 2015 г. 2,5 млрд. руб. пришлось на нефтегазовое машиностроение [2.47]).

Крупный исследовательский проект по тематике нефтегазового сектора поддержало также Минобрнауки РФ (исследование Баженовской свиты, 2014–2016 гг.).

В 2016 г. при поддержке Минпромторга РФ, Минэнерго РФ и Минкомсвязи РФ [2.48] был объявлен конкурс «Кибер ГРП», направленный на разработку симулятора гидроразрыва пласта. Ориентировочный размер бюджета данного проекта может составить около 1 млрд. руб. [2.49].

2.4.3 Пилотные полигоны для отработки технологий

В настоящее время в ряде регионов идёт процесс создания пилотных полигонов для отработки новых технологий разведки и добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых запасов:

- в Ханты-Мансийском округе для отработки технологий, необходимых для разработки Баженовской свиты [2.50];
- в Томской области для отработки методов добычи трудноизвлекаемой нефти;
- в Татарстане по сверхвязкой нефти [2.51].

Предполагается, что полигоны будут представлять собой отдельные скважины/группы скважин или целые участки недр, на которых компании (как частные, так и государственные) смогут апробировать инновационные технологии. Одним из ключевых преимуществ полигонов должно стать более гибкое законодательное регулирование разработки ресурсов на его территории, в противовес «жёсткому» проектному регулированию, характерному для прочих территорий и препятствующему апробации новых технологий [2.50]. Ожидается, что законодательно данный механизм будет утверждён в Госдуме РФ осенью 2017 г. [2.52].

2.5 Выборочные оценки состояния технологического развития

Для уточнения и раскрытия проблематики в области НИОКР и применения новых технологий в нефтедобыче был проведён ряд интервью с организациями разного типа, работающими в нефтегазовой отрасли.

Интервью проходили в марте–июле 2017 г., общее число респондентов составило 9 человек. Они представляют малые и средние компании–производители ПО, компании, специализирующиеся на отдельных технологических решениях, крупную госкомпанию, венчурный фонд, институт развития (Сколково). Преимущество данного опроса – сбор широкого спектра мнений, а не концентрация на компаниях одного типа. Недостаток подхода – отсутствие строгой доказательной базы. Это скорее обрисовка отдельных аспектов, факторов и срезов в области НИОКР и создания новых технологий для нефтедобычи. Интервью были нефокусированными, список ключевых вопросов корректировался в зависимости от характера деятельности организации, которую представлял респондент. Состав вопросов формировался, в том числе, с учётом первичной информации о компании, специфике её деятельности, а также сведений, которые представители компаний упоминали в СМИ.

В целом с респондентами обсуждались следующие основные вопросы:

- общее состояние разработки технологий и НИОКР в нефтедобыче, условия взаимодействия вертикально-интегрированных компаний (ВИНК) и компаний-разработчиков новых технологических решений и программных продуктов для нефтегаза, параллели с зарубежным опытом;
- проблемы технологического развития (организационные, институциональные, финансовые, кадровые, налоговые);
- влияние политики импортозамещения;

- конкурентные преимущества российских компаний;
- предпочтительные меры (инструменты) государственной помощи для технологического развития в области нефтедобычи.

2.5.1 Характер взаимодействия основных экономических агентов

По мнению респондентов, характерная черта российской отрасли нефтедобычи – недостаточное число средних и малых компаний, доминирование ВИНК с точки зрения объёмов имеющихся ресурсов для разработки и приобретения новых технологий, установления правил работы и условий аутсорсинга.

Респонденты отметили, что малые компании в области разработки технологий нефтедобычи есть, однако их немного. Так, малые компании работают в Восточной и Западной Сибири, Татарстане. В последние 2–3 года наблюдается международный тренд усиления рыночной консолидации, особенно в США, когда малые компании активно поглощаются крупными. Из этого можно сделать вывод, что модель доминирования крупных компаний может получить более широкое распространение.

«[За рубежом]... очень интенсивно идёт технологическое развитие не за счёт собственных НИОКР, а за счёт поглощений других компаний» (представитель института развития).

Однако есть и контр-примеры, в основном из опыта разработки сланцевой нефти в США, который свидетельствует об эффективности работы множества малых компаний:

«Плюс сланцевого месторождения в том, что если уж оно найдено, то можно долго бурить по горизонтали. Нет фактора неопределённости. А бизнес, как известно, не любит неопределённость. В Америке возникла тысяча нефтяных компаний, которые стали разрабатывать сланцы. Там это делать легко – просто купив участок земли. То же самое и в Канаде»

(представитель компании-разработчика ПО).

В России взаимоотношения небольших компаний и ВИНК сложные, хотя ситуация неоднородная. Например, есть ВИНК, которые достаточно активно взаимодействуют с небольшими компаниями. Так, Газпром Нефть готова и допускает небольшие компании испытывать на их скважинах новые технологии.

Вместе с тем научно-технические центры крупных компаний в основном заняты улучшающими инновациями – совершенствованием методической базы, проектированием разработки месторождений, привязкой типовых решений, то есть во многом выполняют функции конструкторских бюро. Предпочтение отдаётся готовым решениям. Более того, некоторые респонденты считают, что у ВИНК в принципе нет собственных новаторских предложений, и их задача – скаут технологий. За рубежом ситуация аналогичная – внутренние исследовательские подразделения нефтедобывающих компаний небольшие, и максимальный объем работ отдаётся на аутсорсинг.

«Западные компании предпочитают отдавать все, что можно, на аутсорсинг. Их бюджеты на НИОКР тратятся или на IT-разработки по управлению месторождениями, или (львиная доля) – на адаптацию технологий сторонних компаний. На западе есть product development process: когда продукт готов на 85%, его несут на испытания на скважину. У нас пытаются пропихнуть недоработанные продукты, конечно ВИНК отказываются их испытывать» (представитель малой технологической компании).

Однако есть и другая сторона вопроса: предложение от малых компаний имеет свои ограничения. Они специализируются преимущественно на разработках в области Интернета вещей, «Больших данных», программного обеспечения, системы сбора и обработки данных, машинного обучения.

«Но это не значит, что это самые важные (или прорывные) направления для отрасли, это просто направления, по которым накопилось критическое количество компетенций, которые можно коммерциализировать и где могут развиваться

именно малые компании. Типичный жизненный цикл для малых компаний – через 5 лет интегрироваться в крупную и стать типовым решением» (представитель Института развития).

Все это и делает взаимодействие крупных и малых компаний достаточно сложным, что подтверждается единодушной оценкой со стороны представителей малых компаний. По их мнению, ВИНК в среднем не заинтересованы в покупке новых технологий от отечественных разработчиков. У них короткий горизонт планирования – до 3 лет, поскольку на более длительный срок им сложно прогнозировать развитие ситуации – постоянно меняются команды, идёт передел собственности, трансформируется налоговая система. Наиболее результативный способ убедить ВИНК в перспективности новых технологий – это личные контакты, которые, в свою очередь, не так просто установить.

«Заказчики интересуются преимущественно готовыми технологиями, в некоторых случаях удаётся включить в программу НИОКР или опытно-промышленной эксплуатации тестирование новых технологий. Реально ВИНК в сотрудничестве не заинтересованы. Корпоративная среда не приветствует риски, безопаснее купить проверенное решение мирового лидера, чем довериться сырой отечественной технологии. Внедрение новых технологий происходит либо на основе личных контактов, либо в безвыходных ситуациях, когда проверенная технология не работает. Возможно, снижение цен на нефть включит ценовой фактор, когда на зарубежные технологии не будет хватать средств» (представитель малой технологической компании).

«У компаний (ВИНК) налаженные продуктовые цепочки, и они не хотят ничего менять. Они хотят продолжать покупать у большой четвёрки и не хотят рисковать деньгами и давать заказ неизвестно кому. Поэтому нашим компаниям они могут дать небольшой кусочек чего-то не критически важно-го» (представитель компании-разработчика ПО).

2.5.2 Проблемы технологического развития

Обычно тема проблем и препятствий развития вызывает живую реакцию респондентов. Чаще всего критические замечания касаются работы государственных институтов, законодательства, норм и стандартов, финансового обеспечения. В данном случае такие аспекты также были затронуты, но интересно то, что активно обсуждались вопросы внутреннего развития компаний, а также было несколько оптимистичных высказываний, когда упоминание проблем шло фактически в позитивном контексте – как решаемых или не критичных.

Так, например, при часто звучащем мнении о том, что в области НИОКР многие темы не разрабатываются, а старые заделы исчерпаны, представитель венчурного фонда отметил, что рынок технологий в России есть и развивается: *«Что-то из НИОКР за постсоветские годы растащили, но живые темы есть. ...Рынок не капитала, а технологий в России очень живой. Доля локального сервиса большая, в некоторых областях наши удерживают 70% рынка. Такое же в Евросоюзе и США, а больше ни у кого такого нет».*

Неоднозначную оценку получило состояние кадрового потенциала. Были высказаны мнения о низком качестве кадров (инженеров, разработчиков, заказчиков), но звучали и положительно-рациональные оценки.

«Одна из основных проблем – падение квалификации специалистов в России, в том числе у заказчика. Заказчик зачастую не в состоянии отличить инновацию от имитации» (представитель технологической компании).

«Проблема в мышлении, в корпоративных стандартах, опасаются вкладывать в НИОКР, нет опыта развития подобной деятельности. Сильного отличия между государственными и частными компаниями нет» (представитель института развития).

«В нефти в целом уровень инженеров-разработчиков в России очень хорош по критерию соотношения «цена-качество». При этом в вузах нет предпринимательской культуры. Стар-

тапы создаются как исключение из правил. Если вы изначально не ориентированы на бизнес, то и технологии получаются не ориентированные на бизнес» (представитель венчурного фонда).

«Если речь идёт о рыночных проблемах, то самая главная проблема – это построение бренда, и его восприятия покупателями. Есть большая четвёрка, и у людей промыт мозг и люди хотят работать в заданной парадигме (этой четвёрки). Не удаётся через это пробиться, приходится объединяться с другими российскими компаниями, чтобы протолкнуть своё решение» (представитель компании-разработчика ПО).

Наиболее серьёзной была критика работы госкомпаний как незаинтересованных в новых технологиях, и системы государственного регулирования работы компаний нефтегазового сектора в целом:

«Наша проблема – это слишком много регулирующих органов, которые придумывают стандарты, которые нельзя выполнить. Ростехнадзор и Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых эффективнее всех работают на то, чтобы в России не было инноваций» (представитель компании-разработчика ПО).

«...главная проблема, что у нас все очень укрупнено. Если бы у нас было не 15, а хотя бы 200 нефтяных компаний, то уже был бы рынок для IT» (представитель компании-разработчика ПО).

В то же время налоговая система оценивалась респондентами либо положительно (например, это характерно для компаний – резидентов Сколково, получающих налоговые льготы), либо нейтрально. Это может объясняться тем, что респонденты в основном представляли собой технологические компании, предлагающие НИОКР и новые решения, но не занимающиеся непосредственно нефтедобычей. Представитель крупной госкомпании, в свою очередь, положительно оценил действующую налоговую систему:

«В России налоговые льготы тесно связаны с трудноизвлекаемыми запасами. Наши налоговые льготы привязаны к платформам, из которых идёт добыча, к информации по проницае-

мости коллекторов. Налоговые льготы выполняют свою роль и стимулируют появление новых проектов. У нас налоговые льготы даются не по компаниям, а по месторождениям. То есть размер налоговых льгот зависит от портфеля месторождений» (представитель крупной госкомпании).

«Дело не в налоговых льготах, а в безумных регулирующих органах. В России налоговые льготы ввели на сланцевые пласты, так что можно их разрабатывать, но контролирующие органы этого не допустят, и сразу как начнётся разработка, компанию закроют с формулировкой «за хищническую разработку нефти». Разработка сланцев в России практически невозможна из-за процедур согласований, которые длятся минимум год. А бурение скважины для добычи сланцевой нефти длится 3-4 дня, эта технология очень мобильная, и если надо что-то пересогласовать, то в эти 4 дня и надо все решить» (представитель компании-разработчика ПО).

Только один респондент сослался на недостаток финансирования НИОКР. Из проведённых интервью следует, что специфика отрасли, в которой доминируют крупные госкомпании, и они же выступают основными заказчиками, становится серьёзным препятствием технологического развития.

2.5.3 Влияние санкций и политики импортозамещения

Большинство респондентов положительно оценили влияние политики импортозамещения, назвав её стимулом к росту инновационной активности. Вместе с тем любопытен тот факт, что обоснования того, в чём именно сказываются позитивные эффекты импортозамещения, были совершенно разными. Это не только давление на ВИНК с тем, чтобы они переориентировались на отечественные разработки, но и возможность привлечения квалифицированных кадров, которые раньше работали в представительствах зарубежных компаний (здесь импортозамещение часто смыкается с оценкой эффекта от введения санкций), и рост числа новых рабочих мест.

«Среди западных компаний интерес теперь представляют те, которые развивают производство в России, используя наших рабочих, инженеров и учёных. Для западных компаний это становится единственной возможностью работать на российском рынке. И это оправдывает себя, так как результат – это удешевление технологий, бюджетные поступления на федеральном уровне, новые рабочие места – на региональном уровне. Динамика снижения зависимости от импорта положительная. ... Зависимость выше от оборудования, чем от услуг» (представитель крупной госкомпании).

«Российские компании в последние годы сильно подтянулись, потеснили в отдельных нишах зарубежные компании. В 85% случаев российские компании вполне могут заменить зарубежные. Компетенции в России имеются. Когда сейчас цены на нефть стали уходить в пике, наши специалисты начали «сдувать пыль» со старых разработок, доделывать их и пытаться вывести на рынок. ... Плюс нефтегаза в России в том, что у нас это престижная область, т.е. отрасль может отбирать себе лучшие кадры, а на Западе – это супер-непрестижная область» (представитель малой технологической компании).

«Зависимость от импорта – высокая. Но влияние ощущается в том, что нефтегазовые компании в большей степени

готовы заказывать продукты (уже готовые!) отечественных компаний» (представитель института развития).

Есть и негативная оценка импортозамещения, но не самой идеи, а способа её реализации:

«Сейчас есть большой негативный вклад от импортозамещения. ... Деньги на эти цели государство даёт каким-то непонятым мутным компаниям, которые не имеют клиентов и не умеют писать софт. В итоге возникает история, что их подделки не хотят покупать, и тогда эти получатели импортозамещающих средств просят государство заставить компании покупать ненужный им софт. И государство принуждает компании с госучастием его покупать. Они покупают и кладут на полку. То есть программа импортозамещения давит по сути тех, кто может делать ПО. И получается, что частные компании конкурируют не с другими компаниями, а с государством» (представитель компании-разработчика ПО).

В целом, однако, оценки влияния санкций и импортозамещения были сдержанными, а не негативными, как можно было бы ожидать с учётом того, что нефтегазовая отрасль в значительной мере оказалась под санкциями.

2.5.4 Конкурентные преимущества российских компаний

Результаты данного опроса можно назвать оптимистичными, потому что о своих конкурентных преимуществах представители компаний говорили значительно больше, чем о проблемах развития.

Основные конкурентные преимущества лежат в сфере собственно разрабатываемых продуктов (их комплексности, относительной дешевизне, универсальности и др. характеристиках), кадровом составе компаний, включая её менеджмент, а также принципах работы с заказчиком.

Чаще всего упоминались полезные свойства разрабатываемых продуктов:

«ПО нового поколения – позволяет создавать правильные решения, чрезвычайно эффективные и очень интерактивные интерфейсы. У пользователей ни разу не возникает необходимость терять время на ожидание, что само по себе есть большое преимущество» (представитель компании-разработчика ПО).

«Мы собрали все в рамках единого решения, есть гидромеханика, ГРП, петрофизика, геонавигация – даже у Шлюмберже такого нет» (представитель компании-разработчика ПО).

Второй по значимости фактор – это кадры. Причём респонденты говорили, как о своей компании, так и о ситуации в отрасли (их предметной области) в целом:

«...преимущество, мне кажется, – это команда. Мы искали по всему миру хорошую команду программистов, математиков, физиков, геологов – у нас получился такой бленд, когда каждый делает то, в чём он очень хорошо разбирается» (представитель компании-разработчика ПО).

«Наше преимущество – это найм русскоязычных специалистов, которые имеют опыт работы в западных компаниях, таких как Шлюмберже. Шлюмберже сократил штаты, а это хорошие работники. Они потенциально могут создать импульс к разработке новых технологий» (представитель технологической компании).

«...менеджмент компании не строит более амбициозные планы, чем в реальности может осуществить. И ... у нас есть хороший набор необходимых компетенций для этого развития: наняты профессионалы, обладающие опытом работы в развиваемых направлениях. А это всегда было самой распространённой ошибкой – к вопросу подходили несерьёзно. В то время как основное конкурентное преимущество в бизнесе – наличие компетенций. Всё остальное – финансирование, например – вторично, если ты значительно превосходишь конкурентов» (представитель технологической компании).

«Кадровый потенциал у нас сумасшедший. У нас хорошие программисты за счёт отличной математической школы, которая не разрушилась. Похожая картина по геологии – очень хорошая региональная геологическая школа. Русские специали-

сты – очень творческие, и как раз из-за этого они не могут выполнять рутинные операции» (представитель компании-разработчика ПО).

Наконец, один респондент упомянул модель взаимодействия с заказчиком как конкурентное преимущество компании:

«У нас белая модель, сервис на весь срок передаётся заказчику. Это отличие от Шелла, работающего по модели black box. Black box означает, что компания-заказчик получает услугу, но не знает, каким образом она была оказана. У Шелл подрядчик был Шлюмберже, и они все модели прятали от Шелла. Итог разработки – максимум 4 слайда, которые нельзя было перепроверить и понять, почему Шлюмберже предлагает именно так делать» (представитель компании-разработчика ПО).

Важный аспект мнений респондентов в том, что они, рассуждая о конкурентных преимуществах, ориентируются на международный, а не внутренний рынок.

2.5.5 Предпочтительные меры государственного содействия

В вопросах государственного содействия нельзя выделить мер или инструментов, которые были бы важны сразу для нескольких компаний-респондентов. Фактически, все рассуждения на тему государственной поддержки оказались уникальными.

Для опрошенных представителей компаний важно, чтобы государство продолжало «принуждать к инновациям» крупные госкомпании, обеспечивало бы дешёвыми кредитами, помогало выходить на международные рынки, предоставляло помощь в том, чтобы наши малые компании были куплены зарубежными игроками, и, наконец, государство должно обеспечить подготовку специалистов нового типа.

«Государство должно помочь в стимулировании заказчиков внедрять новые технологии. Основная проблема новых технологий – отсутствие на них спроса в силу короткого горизонта планирования нефтегазовых компаний» (представитель технологической компании).

«В первую очередь нужны дешёвые кредиты – 0,5% годовых, как в США. Фонд развития промышленности даёт под 5% годовых, но весь его бюджет это 22 млрд. руб. – это мало для нефтянки» (представитель технологической компании).

«Компаниям нужно выходить на зарубежные рынки. Есть компетенции, нет понимания как. Российский рынок уже сильно насыщен, чтобы российским компаниям пробовать выйти в «высшую лигу», надо не замыкаться на России, а идти на зарубежные рынки» (представитель технологической компании).

«Нужен блок специалистов по продуктовому менеджменту. Это люди, которые понимают и технологию, и рынок. Они могут сказать, что дорабатывать, куда ориентироваться. Во многих западных компаниях это ключевые люди. У нас таких сильно не хватает» (представитель технологической компании).

Таким образом, результаты интервью демонстрируют наличие определённого оптимизма, поскольку о проблемах

респонденты говорили меньше, чем о своих конкурентных преимуществах. У большинства из них есть представление о том, куда и как следует развиваться их компании. Самым сложным препятствием, если речь идёт о внутреннем рынке, является структура отрасли, где абсолютно доминируют ВИНК, сравнительно слабо заинтересованные в технологических инновациях от отечественных разработчиков. Аутсорсинг российским малым и средним компаниям развит слабо, однако и со стороны таких компаний-разработчиков предложение тематически ограничено. При этом опрошенные малые и средние компании оптимистичны в оценках своих конкурентных преимуществ, и многие из них оценивают свою конкурентоспособность в масштабах глобального, а не только российского рынка. Санкции снижают доступность технологических решений, однако, судя по ответам респондентов, не являются критическим фактором, тормозящим разработку и применение новых технологий в нефтедобыче.

ЧАСТЬ II. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

3. Новые методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи.

При анализе новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи представляется особо важным проведение их конструктивной классификации. В индустрии принято разделение на первичные, вторичные и третичные методы, однако, детальная категоризация того или иного метода часто бывает неоднозначной. Это мешает правильно оценить технологический уровень применяющей его компании. Например, иногда под МУН понимают совокупность вторичных и третичных методов, иногда – только третичных, но относят к ним технологии гидроразрыва пласта, называя их или гидродинамическими, или физическими МУН [3.1–3.6]. Наиболее удачной и наименее дезориентирующей нам представляется классификация, представленная на Рисунке 3.1



Источник: авторское изображение на основе данных daleel.com

Рисунок 3.1 — Классификация методов увеличения нефтеотдачи

В мире существует большое количество нефтяных месторождений с богатой историей разработки, которые подошли к рубежу спада своей экономической эффективности, либо близки к нему [3.7]. При этом, согласно [3.8], после применения первичных (используется естественная энергия пласта) и вторичных методов извлечения (поддержание пластового давления путем закачки воды или газа) в месторождениях остаётся до двух третей начальных геологических запасов нефти, и для повышения коэффициента извлечения необходимо применять эффективные методы увеличения нефтеотдачи. К ним относятся тепловые, газовые, химические, гидродинамические методы и методы комбинированных воздействий. Иногда к МУН относят так называемые физические методы – гидроразрыв пласта, волновое и электромагнитное воздействие на пласт или призабойную зону [3.4]. Однако это не вполне корректно, поскольку в последних повышении нефтеотдачи происходит за счёт более эффективного использования естественной энергии пласта, а не из-за высокого потенциала вытесняющего агента, как в тепловых, газовых и химических методах. В какой-то мере это замечание относится и к гидродинамическим методам (изменение направлений фильтрационных потоков, вовлечение в разработку недренируемых запасов, барьерное заводнение на газонефтяных залежах, нестационарное циклическое заводнение, форсированный отбор жидкости). Поэтому физические и гидродинамические методы не внесены в схему МУН, представленную на Рисунке 3.1. Более корректным для них представляется название «методы увеличения дебита скважины» или «методы интенсификации добычи» [3.9].

Необходимо отметить, что в настоящее время означенные методы практически не применяются в «чистом» виде, чаще – в виде комбинаций с другими. Например, в технологии «huff-n-puff» [3.10], циклическая закачка углекислого газа производится в горизонтальную скважину, обустроенную системой вертикальных множественных гидроразрывов пласта (МГРП), закрепленных проппантом. Дополнительно, рассматривается возможность размещения в скважине генератора высокочастотного излучения для поддержания сме-

си CO₂ с пластовыми флюидами в сверхкритическом режиме [3.11]. Тем не менее, в данном разделе акцент сделан именно на описании базисных технологий с целью выявления их потенциальных возможностей. Кроме того, из всего разнообразия методов повышения нефтеотдачи были выбраны те, которые авторы особо внимательно изучали в процессе выполнения работ по проекту Минобрнауки РФ “Комплексное исследование Баженовской свиты: оценка характеристик залежей углеводородов и перспективных технологий их разработки” в 2014-2017 гг (в разделе 3.1 использованы материалы отчетов по проекту, написанные авторами раздела 3). Поэтому анализ гидродинамических методов не вошел в эту книгу, и среди всех физических методов рассмотрен только ГРП.

Текущий раздел состоит, таким образом, из трех подразделов. В подразделе 3.1 описаны новые технологии гидроразрыва пласта – наиболее эффективного, как принято считать, метода интенсификации добычи из низкопроницаемых формаций. В подразделе 3.2 представлены основные направления развития МУН – тепловых, газовых, химических, а также комбинированных. Наконец, в подразделе 3.3 проанализирована эффективность применения всех этих методик на месторождениях ООО «Газпромнефть».

3.1 Новые технологии гидроразрыва пласта ⁶

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) предназначен для повышения проницаемости обрабатываемой области призабойной зоны скважины (ПЗС) и заключается в создании искусственных и расширении естественных трещин [3.12]. Наличие микротрещин в ПЗС связано с процессом первичного вскрытия в фазе бурения вследствие взаимодействия долота с напряжёнными горными породами, а также с процессом вторичного вскрытия в процессе перфорации.

Сущность ГРП заключается в нагнетании в ПЗС жидкости под давлением, которая заполняет микротрещины и «расклинивает» их, а также формирует новые трещины. Если при этом ввести в образовавшиеся или расширившиеся трещины закрепляющий материал (например, песок), то после снятия давления трещины не смыкаются [3.12].

Процедуре ГРП подвергаются низкопродуктивные скважины в малопроницаемых породах, или скважины, у которых фильтрационная способность призабойной зоны понизилась в процессе разработки. Стоит отметить, что нефтегазодобывающими компаниями с каждым годом интенсивно наращивается строительство горизонтальных скважин и вторых боковых стволов, которые, однако, из-за плохих коллекторских свойств пласта не всегда дают ожидаемый результат. В этом случае они так же являются кандидатами на проведение ГРП с целью увеличения нефтеотдачи. Существуют различные схемы проведения ГРП в боковых стволах скважин [3.13].

⁶Мясников А. (Сколтех), Осипцов А. (Сколтех),
Вершинин А. (МГУ им. М.В.Ломоносова), Смирнов Н. (Petro GM).

3.1.1 Объекты технологии гидроразрыва пласта

В начале 2000-х годов в США развернулось масштабное промышленное производство газа из ультранизкопроницаемых (0.0001–0.001 мД) и низкопроницаемых (0.001–0.1 мД) формаций, получившее название «сланцевая революция». До этого считалось, что применение ГРП целесообразно для плотных песков, цементированных песчаников, известняков, доломитов. К породам, которые не стоит подвергать гидравлическому разрыву, традиционно относили глины и рыхлые пески. Накопленный опыт разработки нетрадиционных формаций существенно изменил представления о целесообразности проведения в них ГРП. При том, что общие технологические вопросы проведения ГРП в карбонатных и газоконденсатных пластах или в иных осложненных условиях, например, при наличии в пласте высоких напряжений, агрессивных сред и высоких температур, продолжают интенсивно обсуждаться, основной акцент в последние одну-две декады был сделан на разработку сланцевых формаций, которые отличаются от прочих нетрадиционных объектов целой совокупностью осложняющих факторов (см. раздел 3.1.3).

На опыте разработок нескольких месторождений в США (Haynesville, Atoka, Wilcox, Woodlawn, Blocker и др.) в работе [3.14] были установлены корреляции ряда минералогических, петрофизических и геомеханических характеристик с успешностью текущей разработки. Было показано, что, во-первых, перспективные формации состоят в основном из кварца и карбоната с низким содержанием глины, и являются обломочными. Во-вторых, эти формации скорее хрупкие, чем пластичные, что объясняется низким содержанием глинистой составляющей. Последнее подтверждает выводы [3.15] для формации Barnett. В-третьих, динамические и статические упругие модули таких формаций, подобны типичным для изотропных (на kernовом масштабе) обломочных формаций. При этом, в работе [3.14] изначально ставилась задача оценки перспективности разработки сланцевых формаций с помощью технологии ГРП, и взятые для анализа ме-

сторождения считались сланцевыми.

Необходимо отметить, под влиянием США в международной индустрии сформировалась терминологическая неоднозначность. Как и в России, сланцевыми называют нефть и газ, получаемые из горючих сланцев, однако, тем же самым термином обозначают углеводороды, содержащиеся в плотных мелкозернистых низкопористых и низкопроницаемых коллекторах. В то же время, сланцами часто называют глинистые и аргиллитоглинистые породы, являющимися скорее пластичными, нежели хрупкими. Очевидно, что перспективность ГРП в столь разнородных формациях может кардинально различаться. Ситуацию в определённой мере исправляет то, что, помимо мелкозернистой структуры, сланцевые формации характеризуются стратиграфической цикличностью, проявляющейся в чередовании глинистых/органических и кварцевых/кальцитных слоёв. Как отмечается в [3.16], этот факт установлен для формаций Barnett, Woodford, New Albany, Marcellus, Haynesville, Eagle Ford, и LaLuna. В свете результатов работы [3.14], стратиграфическая цикличность означает чередование зон хрупкого и пластичного разрушения, что подтвердили исследования [3.16], где приведены фотографии керновых срезов и обнажений формации Woodford с отчётливо видимыми тонкими трещиноватыми хрупкими слоями, чередующимися с пластичными нетрещиноватыми зонами. Предсказать успех ГРП в таких месторождениях не представляется возможным, поэтому рассматриваются и другие технологии их разработки [3.17].

3.1.2 Теоретические основы метода гидроразрыва пласта

Одним из основных определяющих факторов в классической теории ГРП является давление разрыва породы, которое зависит как от горного давления, так и от прочности горных пород [3.12]. Прочность горных пород даже одного объекта разработки может изменяться в значительных пределах в

зависимости от типа породы, структуры порового пространства, минералогического состава, а также наличия глинистых разностей [3.12]. Данный параметр можно рассчитать, и он может быть, как меньше, так и больше горного давления. Давление разрыва существенно зависит также от свойств жидкости гидроразрыва и технологии проведения ГРП.

Теория ГРП традиционных коллекторов давно разработана и проверена экспериментально [3.18]. Установлено, например, что если в ПЗС нагнетать слабо- или средне-фильтрующуюся жидкость, то фильтрация идёт в наиболее проницаемые области ПЗС, определяемые, как правило, наличием трещин. В этом случае слабофильтрующаяся жидкость действует как клин, увеличивая длину и раскрытость горизонтальной трещины. При этом положительный результат может быть получен только при определённом темпе закачки жидкости разрыва. Если используется нефилтующаяся жидкость разрыва, то, по мере повышения давления закачки, напряжение в горной породе возрастает. При превышении предела прочности порода разрывается. После снятия давления закачки возникают остаточные трещины (трещины разуплотнения), как правило, вертикальной или наклонной ориентации [3.19, 3.12]. Также известно, что разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению, так что считается, что в скважинах глубиной более 1000 м происходят вертикальные разрывы. Горизонтальный разрыв происходит если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальное, что характерно для малых (менее 1000 м) глубин.

Последнее утверждение является ярким примером ограниченности классических (основанных на теориях упругости и хрупкого отрывного разрушения) основ метода ГРП. Как показано в экспериментальных [3.20] и численных исследованиях [3.21–3.24], если изначально горизонтальная скважина рвётся в вертикальном направлении, порода обладает значительной пластичностью и интенсивность закачки достаточно велика, то горизонтальный разрыв может происходить и на больших, вплоть до 3000 м, глубинах. Тогда даже

в среде с однородной литологией происходит перераспределение напряжений из-за совершения работы на сдвиговых пластических деформациях, и трещина начинает ветвиться в горизонтальном и наклонных направлениях. Слоистость среды может как усиливать эффект (при взаимодействии трещин с границами раздела пропластков), так и ослаблять его (за счёт гашения трещин в пластических пропластках). Поэтому в слоистых хрупко-пластичных сланцевых формациях возможна разработка сценариев ГРП с целью технологической оптимизации ветвистости вертикальных трещин [3.24]. В [3.16] было сделано предположение, что даже при слабоинтенсивной закачке, исключающей ветвящиеся режимы, более перспективно направлять ГРП в хрупкие пропласты, и высказана гипотеза, что при произвольном направлении, ГРП воздействует как на хрупкие, так и пластичные пропласты, в результате чего углеводороды перетекают в хрупкие, поддерживаемые проппантом зоны, а пластичные пропласты постепенно залечиваются.

Помимо мелкозернистости и стратиграфической цикличности (отмеченные выше первая и вторая отличительные особенности), сланцевые формации характеризуются и другими механическими особенностями, каждая из которых или их совокупность, может повлиять на успех проведения ГРП [3.25] и [3.26]. Кратко опишем эти особенности.

Естественная трещиноватость сланцевых формаций [3.17, 3.27] наблюдается на различных масштабах, от микрометра до километров. Влияние этого на свойства резервуара и параметры разработки слабо изучены. С одной стороны, открытие большого количества естественных трещин достаточно крупного масштаба может изменить направление распространения трещины ГРП и привести к формированию сложной трещиноватой структуры [3.28]. С другой стороны, раскрытие большого количества микро и мелкомасштабных трещин может косвенно повлиять на крупномасштабные параметры распространения трещины ГРП, из-за существенного увеличения утечек, приводящему к перераспределению напряжений и падению давления вдоль трещины. Кроме того, в работе [3.27] рассматривался эффект возможного рас-

крытия мелких трещин от воздействия на горячую породу формации значительно более холодной жидкости гидроразрыва. Показано, что, возможно раскрытие большого количества таких трещин, и, хотя они очень малы, относительно небольшая энергия, затрачиваемая на раскрытие, может оказать существенное влияние на массообмен между трещиной ГРП и формацией [3.29]. В работе [3.30] отдельно рассматриваются проблемы развития трещин в сланцевых породах и особенности их формирования вблизи горизонтальных скважин в зависимости от способов завершения последних.

Ещё одной особенностью является анизотропия пород [3.31, 3.32], привносимая естественной или индуцированной трещиноватостью. В этом случае, классическая теория гидроразрыва, основанная на предположении об изотропности среды и анизотропном напряжённом состоянии становится неприменимой, и трещины гидроразрыва, вообще говоря, не будут распространяться в направлении минимального горизонтального напряжения. Анизотропия прочностных свойств породы (обусловленная как трещиноватостью, так и слоистостью отложений) в сочетании с анизотропией напряжённого состояния может привести к весьма сложной картине распространения трещины ГРП, что подтверждается трёхосными керновыми испытаниями [3.20], микросейсмической интерпретацией и анализом промысловых данных [3.33], и численными экспериментами [3.28]. Анизотропные свойства пород могут оказать существенное влияние и на характер разрушения при сжатии – вывалов. Анализ изображений скважинных вывалов (акустический каротаж изображений стенок скважин и скважинная телевизионная камера) в изотропных и анизотропных формациях свидетельствуют, что с ростом анизотропности формации хрупкость уменьшается.

Ультра-плотные и сланцевые формации отличаются от традиционных поведением флюидов. В работе [3.34] показано, что сланцевые матрицы характеризуются размерами пор, распределёнными в диапазоне от 2 до 50 нанометров (микро- и мезопоры). Столь малые размеры предполагают

значительную кривизну межфазных поверхностей раздела и большое значение капиллярного давления между паром и жидкой фазой, которое следует учитывать при решении задачи о фазовом равновесии [3.35] для таких формаций [3.35–3.39]. С другой стороны, зависимость пористости и проницаемости от деформации породы в низкопроницаемых формациях выражена гораздо существеннее, чем в обычных. В работе [3.40], например, утверждается, что уменьшение размеров поровых каналов на 20–60% приводит к снижению проницаемости матрицы в три – десять раз соответственно, так что формация может перейти из разряда низкопроницаемых в разряд ультра-низкопроницаемых. Последние характеризуются низкими градиентами давления, при которых имеет место отклонение от закона Дарси [3.41]. Кроме того, столь малые размеры пор ставят под вопрос применимость классической равновесной термодинамики, использующей как приближение сплошности [3.42, 3.43], так и концепцию фиксированного объёма при решении задачи о фазовом равновесии. Таким образом, постановку этой задачи следует изменить и решать её, например, итерационно и согласованно с моделируемыми геомеханическими эффектами [3.44].

Наконец, отличительной особенностью сланцевых формаций, является содержание в породе керогена, который изменяет параметры анизотропности и смачиваемости. Кероген может формировать сплошную среду, по которой возможна фильтрация флюида [3.45]. При особых термобарических режимах, кероген превращается, в зависимости от значений температуры и давления, в нефть или газ. При этом меняются объёмное соотношение твёрдых и жидких фаз (т.е., пористость и насыщенность) и прочностные характеристики твёрдой фазы. С точки зрения переноса флюида, наличие керогена можно представить первым звеном в иерархии механизмов добычи в сланцевых формациях [3.46].

Несмотря на то, что задача о гидравлическом разрыве по сути требует междисциплинарного рассмотрения, большее внимание традиционно уделяется геомеханике распространения трещин, в то время как для отслеживания расклинивающего агента при транспортировке по стволу скважины

и размещения внутри трещины используется упрощённые модели. При этом, ряд проблем механики жидкости, возникающих на современном этапе развития технологий ГРП не нашёл ещё своего решения. Забегая вперёд, отметим, что нерешённые вопросы можно сгруппировать в соответствии с последовательными стадиями стимулирования: транспортировка проппанта, размещение проппанта в трещине, отход от трещин в скважину после окончания процедуры. Последняя стадия особенно важна для сохранения целостности и проводимости сети трещин. Для построения моделей, дающих ответы на эти вопросы, первостепенное значение имеют экспериментально калиброванные конститутивные соотношения. Теория должна описывать распространение суспензии в скважине во время многостадийного гидроразрыва пласта, воздействие волокон и вязко-эласто-пластичности жидкости на размещение проппанта в трещинах, эффекты сложной скальной ткани и реальной морфологии трещин (шероховатость, ступеньки, выступы, повороты, ветвления и переходы), переход от плотной подвески к закрытой упаковке, эффекты динамического моста и мобилизации, осаждение частиц и образование уплотнённого слоя и вторичной суспензии, перенос дюн в сети трещин, очистка и обратное течение из трещин в горизонтальную скважину.

3.1.3 Технологические основы метода гидроразрыва пласта

Процесс гидравлического разрыва, при всём разнообразии конкретных технологических решений, состоит из семи основных операций, направленных на оптимизацию дебита нефти и газа по технико-технологическим и экономическим параметрам гидроразрыва [3.12, 3.47].

– подготовка скважины заключается в проведении исследования на приток или приёмистость, что позволяет получить данные для оценки давления разрыва, объёма жидкости разрыва и других характеристик, а также проведение

ряда технико-технологических работ (установка пакеров, опрессовка НКТ, обустройства устья скважины и др.);

– на стадии промывки скважина промывается до искусственного забоя промывочной жидкостью с добавкой в неё определённых химических реагентов для удаления загрязнений и песчаных, гидратных и других пробок. В ряде случаев проводят дополнительное вскрытие пласта в интервале, намеченном для гидроразрыва, в результате чего количество трещин при ГРП возрастает. При невозможности осуществить промывку на скважинах с низким пластовым давлением из-за поглощения промывочной жидкости выбирают промывочную жидкость с меньшим удельным весом;

– при закачке жидкости разрыва закачивается тот рабочий агент, который обеспечивает нужное давление для образования новых и раскрытия существовавших трещин. В обоих случаях признаком раскрытия трещин является увеличение коэффициента приёмистости скважины. При этом в монолитном коллекторе момент раскрытия трещин характеризуется изломом на зависимости «расход – давление»; раскрытие же существовавших трещин отражается в плавном изменении этой кривой. Снижение давления закачки наблюдается лишь в случае раскрытия уже существующих трещин;

– на стадии закачки жидкости-песконосителя, песок или любой другой материал (проппант), закачиваемый в трещину, наполняет её и препятствует закрытию трещины при последующем снижении давления;

– на стадии закачки продавочной жидкости происходит вытеснение жидкости-песконосителя. В добывающих скважинах в качестве продавочных жидкостей обычно используется собственная дегазированная нефть, разбавленная, при необходимости, керосином или соляной водой. В нагнетательных скважинах обычно используют воду;

– на стадии выстойки скважина оставляется под давлением на время перехода призабойной зоны в устойчивое состояние. При этом наполнитель устойчиво фиксируется в трещине и не выносится обратно в скважину. Последнее чрезвычайно важно, поскольку вынос наполнителя может

привести к выходу из строя погружной установки и к образованию пробок на забое;

– на стадии освоения скважины происходит вызов притока и последующее обслуживание скважины. Последнее заключается в проведении периодических гидродинамических исследований, результаты которых служат критерием технологической эффективности процесса.

При проведении ГРП принципиально важны вопросы определения местоположения, числа и зоны охвата трещин. Такие исследования должны быть обязательными при производстве ГРП в новых регионах, так как позволяют определить наилучшую технологию процесса [3.12, 3.13, 3.24].

3.1.4 Современное состояние развития технологии в мире и в России

Впервые гидравлический разрыв был произведён в США в 1947 г. После публикации первых теоретических исследований новой технологии [3.48], ГРП быстро получил широкое распространение, и к концу 1955 г. в США уже было проведено более 100 тыс. таких операций [3.49]. США остаются лидерами технологии, направленной на увеличение продуктивности нетрадиционных коллекторов, и в настоящее время (см. разделы 3.2 и 3.3).

В США первые экспериментальные разработки в области газодобычи из сланца начали проводиться фирмой Mitchell Energy&Development во главе с Джорджем П. Митчеллом с 1980 года в США. Полигоном для испытаний технологии горизонтального бурения стало месторождение Barnett Shale. В этом направлении с 1989 г. работал также Том Л. Уорд и его организация Chesapeake energy. Для разработки эффективной технологии горизонтального бурения с гидроразрывом пласта понадобилось около 20 лет экспериментов.

В СССР ГРП начал использоваться в связи с проблемой освоения нагнетательных скважин при внедрении внутри-

контурного заводнения на месторождениях Волго–Уральской провинции [3.50, 3.51]. Кроме того, ГРП применялся для изоляции притоков подошвенных вод в скважинах с монолитными пластами, в которых высокопроводящая трещина гидроразрыва служит водоизолирующим экраном. Теоретическая база технологии гидроразрыва пласта была разработана в 1953 году академиком С.А. Христиановичем совместно с Ю.П. Желтовым в Институте нефти АН СССР. Однако, после ввода в разработку крупных высокодебитных месторождений Западной Сибири интерес к ГРП практически исчез [3.49]. Второе рождение ГРП в России произошло в начале 1990–х годов в связи с существенным изменением структуры запасов нефти, так как доля трудноизвлекаемых запасов нефти, расположенных в низкопроницаемых и расчленённых коллекторах, постоянно увеличивается [3.49]. ГРП начал использоваться не только как метод повышения добычи, но и как экономически целесообразный метод разработки месторождений в низкопроницаемых коллекторах. К сегодняшнему дню российские нефтяные компании накопили большой опыт проведения ГРП в различных геологических условиях.

Гидроразрыв пласта в настоящее время является одним из широко применяемых методов увеличения продуктивности скважин в нефтяной и газодобывающей промышленности. Рынок ГРП в России развивается стремительными темпами – если в 2000 г. в России было проведено 2170 операций ГРП, то в 2016 г. число таких операций составило порядка 14–15 тыс. Начиная с 2011 года, многие нефтяные компании в России начали применять технологию многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах, поскольку данная технология оказалась очень эффективной на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

В условиях кризиса спрос на ГРП и стимуляцию добычи растёт. По некоторым оценкам, уже более половины скважин, которые сегодня бурятся в Российской Федерации, проходят процедуру стимуляции нефтеотдачи с помощью гидроразрыва пласта.

Сегодня технологии ГРП во всём мире снова высоко востребованы, поскольку эффект от их применения часто пре-

вышает эффекты от бурения новой скважины, а стоимость ГРП в два раза ниже [3.52]. Стандартные технологии ГРП достаточно развиты, и заказчика интересует оптимизация гидроразрыва применительно к конкретным геологическим, пластовым и т.п. условиям. Например, в случае разработки сланцевых формаций, представляется существенным умение подрядчика учесть всю совокупность перечисленных выше особенностей формаций при решении задачи о дизайне ГРП.

Также продолжают интенсивно обсуждаться общие технологические вопросы проведения ГРП в других осложненных условиях. К ним относятся наличие высокопрочных пород, высоких напряжений в пласте, агрессивных сред и высоких температур, проведение ГРП в карбонатных пластах, а также проведение ГРП и МГРП в газо-газоконденсатных пластах. Все эти темы регулярно обсуждаются на специальных технических конференциях SPE в России, посвящённых ГРП. Первая такая конференция состоялась в 2010 году и с тех пор они проходят раз в два года. Обсуждение работы и итогов этих конференций находится вне рамок данного обзора.

Отметим, что развитие технологий ГРП идёт по двум направлениям: улучшение технологических характеристик жидкостей разрыва/песконосителей и создание технологических, физических и вычислительных моделей, позволяющих более точно учитывать влияние семи основных технологических операций на решение задачи о дизайне ГРП.

3.1.4.1 Улучшение технологических характеристик жидкостей разрыва

Главными характеристиками системы «жидкость разрыва/проппант» являются инфильтрационные свойства жидкости, определяющие её утечки в пласт в ходе гидроразрыва и при переносе проппанта вдоль трещины, способность жидкости обеспечить перенос проппанта к концам трещины без преждевременного осаждения, и возможность быстрого

и лёгкого выноса жидкости гидроразрыва для обеспечения минимального загрязнения упаковки проппанта и окружающего пласта [3.53, 3.13, 3.49]. В случае ГРП горизонтальных или вертикальных скважин, вскрывающих сверхнизкопроницаемые пласты, в особенности при проведении многозонного ГРП, роль и влияние жидкости разрыва возрастает многократно.

В начальный период применения технологии ГРП (50–е гг. XX в.) широкое использование в качестве жидкостей разрыва получили загущённые нефтепродукты. Бензин, керосин, дизельное топливо или их смеси загущали напалмом, основой которого являются натриевые и алюминиевые соли жирных и нафтеновых кислот. Первыми жидкостями на водной основе были сама вода, водные растворы сульфит-спиртовой барды, загущённая соляная кислота. Большой интерес уделялся применению различного рода эмульсий. На сегодняшний день используются следующие жидкости разрыва:

- растворы хлорида калия [3.12];
- водные растворы полимеров, таких как: натуральная гуаровая смола и её производные; производные целлюлозы; полиакриламид (ПАА); ксантановые смолы [3.54];
- сшитые полимерные жидкости ГРП на основе гуаровой камеди или её производных. В качестве сшивателей могут быть использованы соединения бора, хрома, титана, циркония и других поливалентных металлов [3.55]. Например, системы MagnumFrac, DynaFrac (Weatherford), DeltaFrac Service (Halliburton), Комплекс гелирующий «Химеко В» (ЗАО Химеко–ГАНГ);
- загущённые углеводороды и структурированные углеводородные гели на основе газоконденсата, дизельного топлива, керосина или сырой нефти [3.54]. Загустителям служат соли ортофосфорных кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефти, например, битум, асфальтит и др. [3.56]. Например, системы My-T-Oil V Service (Halliburton), Комплекс гелирующий «Химеко Н» (ЗАО Химеко–ГАНГ);
- загущённая углекислота;
- кислотные системы для ГРП, в частности кислотные

гели для ГРП, для приготовления которых используют раствор полимера как гелирующего агента [3.57], неионогенный ПАВ на основе окиси этилена, разбавленные кислоты (соляная, муравьиная или уксусная) и сшиватель (соли циркония) [3.55];

- устойчивые пены на водной основе: жидкая фаза – водный раствор гуара или гидроксипропилгуара, газообразная фаза – азот или углекислый газ [3.54]. Например, системы Delta FoamSM Service (Halliburton), MagnumFrac L (Weatherford);

- бесполимерная жидкость разрыва на водной основе (раствор на вязкоупругих ПАВ (ВУПАВ)), используются в чувствительных коллекторах, где недопустимы загрязнения осадками.

В настоящее время в мировой практике подавляющее количество обработок проводится с применением полимерных жидкостей на водной основе, в меньшей степени – на углеводородной основе, на основе аэрированных систем и растворов ВУПАВ [3.55]. Для снижения остаточного загрязнения трещины разработаны также низкополимерные жидкости разрыва (системы LowGuar и другие) и комплекс добавок к традиционно применяемому деструктору (например, добавка CleanFLOW). Применяется незагрязняющая пласт жидкость на основе вязкоупругих ПАВ (система ClearFrac – бесполимерная жидкость на основе растворов солей и поверхностно-активных веществ), которая не требует применения деструкторов, сшивателей и других химических добавок. Непосредственно перед основным ГРП проводятся испытания на приёмистость жидкости разрыва пластом (DataFRAC), позволяющие определить степень гидродинамической связи между стволом скважины и существующими трещинами, рассчитать коэффициент фильтрации жидкости разрыва, гидропроводности пласта и т. д. [3.49].

В идеальном варианте технологическая жидкость должна быть функциональной на протяжении всей операции ГРП [3.58]. Достигается это путём использования в начале обработки высоковязкой жидкости разрыва, содержащей добавки–понижители фильтрации, и деструкторов для регу-

лирования вязкости по окончании обработки. В высокотемпературных скважинах жидкость гидроразрыва должна быть термостабильной, то есть при термодеструкции она не должна быстро терять свои вязкостные характеристики [3.58].

При выборе жидкости разрыва принимают во внимание [3.59]:

- геолого–физические характеристики объекта – температуру, ФЕС, давления разрыва и другие;
- требование потенциально наименьшего ухудшения эксплуатационных свойств продуктивного пласта;
- возможность транспортировки и приготовления жидкости в промысловых условиях;
- экономичность приготовления жидкости ГРП.

Например, в скважинах с невысокой забойной температурой и небольшим градиентом давления эффективен гидроразрыв с использованием азотной пены. В глубоких скважинах с высокой температурой, где полимеры быстро разрушаются, эффективнее структурированный гель.

Существуют общие требования для всех жидкостей, используемых для интенсификации работы скважины. В частности, для использования жидкостей разрыва, жидкости–песконосителя и продавочной жидкости необходимо выполнение следующих условий [3.12]:

- рабочие агенты (жидкости), закачиваемые в пласт, не должны уменьшать проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП);
- контакт рабочих жидкостей с горной породой ПЗП или с пластовыми флюидами не должен вызывать никаких неблагоприятных физико–химических реакций, за исключением случаев применения специальных рабочих агентов с контролируемым и направленным действием;
- рабочие жидкости не должны содержать большого количества посторонних механических примесей (то есть, их содержание регламентируется для каждого рабочего агента);
- при использовании специальных рабочих агентов, например, нефтекислотной эмульсии, продукты химических

реакций должны быть полностью растворимыми в пластовом флюиде и не снижать проницаемости ПЗП;

- технологические характеристики используемых рабочих жидкостей – вязкость, плотность, фильтратоотдача и другие – должны быть стабильными и в течение всего времени проведения процесса;

- рабочие жидкости предпочтительно должны быть легкодоступными, недефицитными и дешёвыми.

Материалы для закрепления трещин в раскрытом состоянии подразделяют на кварцевые пески и синтетические проппанты средней и высокой прочности. Наиболее широко используемым материалом для создания трещин на глубинах до 2500 м является песок плотностью порядка 2,65 г/см³. Проппанты средней прочности плотностью от 2,7 до 3,3 г/см³ применяются на глубинах до 3500 м, а высокопрочные (плотностью от 3,2 до 3,7 г/см³) – на глубинах свыше 3500 м [3.13, 3.49].

В настоящее время совершенствуются технологии производства проппантов [3.49]. Создаются новые типы облегчённых прочных проппантов. С целью предотвращения выноса песка из трещины используется технология PropNET (Schlumberger), согласно которой в пласт одновременно с проппантом закачивается специальное гибкое стекловолокно, заполняющее промежутки между частицами проппанта и обеспечивающее максимальную устойчивость к выносу проппанта из проппантной пачки. Структура сети волокон более эластична, чем упаковка из проппанта со смолистым покрытием, проводимость трещин для проппантных пачек со стекловолокном выше [3.60]. Применяются новые подходы для снижения загрязнения пласта и проппантной пачки после обработки.

3.1.4.2 Улучшение технологий проектирования гидроразрыва пласта

В последние годы разрабатывается комплексный подход к проектированию ГРП как элемента системы разработки [3.49]. Проектирование ГРП на начальной стадии разработки позволяет внести коррективы в очередность бурения скважин, их размещение.

Как уже говорилось, основной практикой рентабельной разработки низкопроницаемых объектов – сланцевых или баженовских свит – является вскрытие нефтеносных пропластков горизонтальным стволом скважины с последующим созданием направленных техногенных трещин методом ГРП. Самыми современными видами обработок являются многостадийные гидроразрывы горизонтальных скважин с портами, активируемыми специальными шарами, со скользящими сдвижными муфтами, и муфтами с разрывными мембранами [3.61–3.63]. Все эти технологии применяются для последовательных многостадийных обработок (количество стадий может достигать до 80 и более [3.64]), однако использовании технологии ГРП с муфтами, оборудованными разрывными мембранами, обладает рядом преимуществ перед первыми двумя. В настоящее время все более распространённым становится использование цементируемых хвостовиков, что позволяет проводить неограниченное число этапов гидравлического разрыва пласта. Муфты накручиваются на обсадную колонну с шагом 25 м и более, что и даёт возможность практически неограниченному числу этапов ГРП. Кроме того, эта технология, наряду с технологиями применения быстродействующих клапанов, в том числе инерционного и вибрационного типов, элементов стеклянных дисков со специальными штуцерами и различных типов химических и тепловых генераторов давления, позволяет достигать давлений закачки, достаточно высоких для реализации ветвления трещины в средах с низким показателем хрупкости – пластичных пропластках [3.65, 3.22, 3.23, 3.66].

Не все технологии гидроразрыва направлены на улучшение работы горизонтальных скважин. Новейшая техно-

логия под названием HiWAY была представлена компанией Schlumberger [3.67]. Новая разработанная технология ГРП обеспечивает беспрецедентную проводимость трещины, на 1.5–2.5 порядка выше теоретического максимума, который может быть достигнут при использовании стандартной проппантной пачке. Такая проводимость получается за счёт создания открытых каналов внутри проппантной пачки, что достигается комбинацией дизайна обработки, оборудования ГРП, схемы закачки и жидкости разрыва. Для образования открытых каналов внутри трещины необходимо создать неоднородности в проппантной пачке, как за счёт схемы закачки, так и перфорационной схемы. Первоначально проппант добавляется в жидкость ГРП короткими пульсами, чередующимися с пульсами жидкости без проппанта. Концентрация проппанта наращивается постепенно, по аналогии со стандартной обработкой. Помимо пульсовой закачки гетерогенность проппантной пачки достигается специальной гетерогенной схемой перфорации, представляющей собой кластерную сетку перфорированных и неперфорированных интервалов. Что касается жидкости разрыва, то на протяжении всего времени закачки (как проппантной, так и беспроппантной), производится добавка особых волокон. Такие волокна, с одной стороны, положительно влияют на реологические и фрикционные свойства жидкости, а с другой, замедляют осаждение проппанта в трещине. Таким образом, технология HiWAY принципиально меняет подход к операции по гидравлическому разрыву пласта, а её базой являются интегрированные решения, сочетающие в себе геомеханическое моделирование, дизайн, процесс контроля и поверхностное оборудование.

Для успешного ГРП в вертикальных и горизонтальных скважинах важен контроль развития трещины. Современные программные комплексы для имитационного моделирования процесса и дизайна ГРП совместимы с геологическими и гидродинамическими вычислительными моделями пласта. Они могут учитывать микросейсмические данные для корректировки дизайна обработки в реальном времени или при оценке уже выполненных работ. Это позволяет не

только улучшить производительность текущих операций, но и создавать реалистичные сценарии для разных условий обработки, например, при наличии сетки природных трещин в пласте. Промысловая практика показывает, что инженерный подход к операции ГРП может приводить к кратному увеличению добычи с минимальным количеством закачиваемой жидкости [3.68]. Помимо перечисленных достоинств, такое программное обеспечение помогает подобрать оптимальный вариант закачивания для реализации максимального потенциала скважины с учётом характеристик пласта и проведённого гидроразрыва [3.69].

Среди технологий контроля развития трещины ГРП следует выделить технологии контроля роста в (глубину или высоту) вертикальной трещины, стимулирующей горизонтальную скважину. Одним из примеров служит технология размещения вдоль нижней границы трещины барьера, состоящего из порции суспензии с проппантом. Такой барьер реализуется при вытеснении суспензии маловязкой продавочной жидкостью. При развитии неустойчивости Сэффмана-Тейлора палец маловязкой жидкости расталкивает суспензию к краям трещины и останавливает её рост, создавая концевое экранирование [3.70, 3.71].

Другой пример— закачка гидрофильного полимера, который при прорыве водяного слоя набухает и практически полностью закрывает нижнюю трещину [3.72].

Наконец, отдельный класс технологий связан с инициализацией трещины гидроразрыва с помощью разновеликих, в различных направлениях, ростков инициализации [3.23]. Задача представляет собой самостоятельный технологический интерес, и имеет различные решения. Одним из них является радиальное бурение [3.73], в котором используется гибкая насосно-компрессорная труба для создания отверстий небольшого диаметра при помощи высокоскоростной струи жидкости. Небольшой участок обсадной колонны «материнской» скважины прорезается, а затем в нужном направлении сверлят боковые отверстия, что позволяет делать каналы глубиной до 100 м. В основном, эта технология используется при стимулировании истощённых скважин для

обхода повреждённых зон и извлечения нефти из недосигаемых боковых стволов. Для использования технологии с целью экранирования одного из направлений развития трещины, достаточно создать ростки, отличающиеся по размерам вверх и вниз в два–три раза. Это может привести, как показано в [3.23], к меньшему давлению набухания и более раннему прорыву трещины через больший, направленный вниз росток. Закачиваемый проппант заполнит нижнюю трещину, и при последующей закачке смеси волокон и частиц с нужным распределением по размерам, произойдёт забивание межпроппантного пространства, особенно в перфорационной зоне, вплоть до снижения эффективной проводимости трещины до нуля.

3.1.4.3 Развитие физико–математических моделей гидроразрыва пласта

С механической точки зрения гидроразрыв пласта представляет собой развитие трещины в неоднородной упругопластичной или пористой упругопластичной среде под действием давления, создаваемого вязкой жидкостью. Для решения задачи дизайна, то есть для определения зависимости параметров трещины ГРП от времени по известным свойствам жидкости, характеристикам месторождения и режимам закачки, необходимо применение всех достижений механики сплошной среды. В первую очередь, это использование аппарата механики жидкости и газа для описания многофазного течения внутри трещины и утечек из неё жидкости разрыва с расклинивающим реагентом (проппантом). Напряжённо–деформированное состояние породы и раскрытие трещины под действием давления жидкости рассчитывается методами механики деформируемого трещиновато–пористого тела, процессы разрушения породы и роста трещины— методами механики разрушения. Наконец, для описания обмена теплом между жидкостью разрыва и окружающей породой и выделения тепла при разрушении

породы, нужна неравновесная термодинамика. Построение самосогласованной модели всех этих процессов является основной проблемой при расчётах гидроразрыва пласта [3.74].

Основными моделями, роста трещины ГРП являются:

а) поро-вязко-упруго-пластичная модель мультимасштабной трещиновато-пористой анизотропной среды для описания механики разрушения при распространении трещины ГРП и её взаимодействия с основными неоднородностями рассматриваемой формации (границами слоёв хрупкого и вязкого разрушения, предварительно заданными трещинами разных масштабов, активными и пассивными разломами). Должна быть обеспечена возможность инициализации такой модели по данным керновых испытаний, ГИС и сейсморазведки;

б) комплексная гидродинамическая модель течения многофазных многокомпонентных флюидов в скважине, трещинах, порах, микро- и нано-порах, учитывающей не-ньютоновский характер жидкости и инерционные эффекты, отклонения от закона фильтрации Дарси, особенности течения в микро– и нанопорах, а также специфические для некоторых формаций физические эффекты (адсорбция, кнудсеновская диффузия и др.);

в) модель переноса проппанта не-ньютоновскими жидкостями с учётом гравитационного осаждения, конечного экранирования, консолидации и обратного вымывания;

г) модель утечек жидкости гидроразрыва в пласт, позволяющая адекватно описывать перераспределение эффективных напряжений в поро-вязко-упруго-пластичной среде за счёт изменения порового давления.

Опишем основные тенденции в развитии этих моделей.

Исторически сложилось так, что попытки учесть сложные физические эффекты предпринимались на основе геометрически упрощённых аналитических или численных моделей, послуживших впоследствии для создания прокси-симуляторов, или оптимизационных моделей процесса [3.75]. Основными аналитическими моделями, используемые при реше-

нии задачи гидроразрыва, являются модели KGD [3.76, 3.77] и PKN [3.78, 3.79].

Обе модели применимы только к полностью запертой трещине [3.80]. В обеих моделях предполагается, что трещина плоская (т. е., что она распространяется в определённом направлении, перпендикулярном минимальному напряжению). Также предполагается, что течение жидкости вдоль неё одномерно. Рассматривается ньютоновская жидкость (PKN допускает также решение и для жидкостей со степенной реологией), утечка определяется простым выражением, выведенным в предположении однофазной одномерной фильтрации [3.81]. Порода, в которой распространяется трещина, полагается непрерывной, гомогенной, изотропной и линейно упругой. Различаются модели способом сведения трёхмерной задачи механики трещин к двумерной. В KGD сделано предположение о плоской деформации в горизонтальном направлении: все горизонтальные поперечные сечения действуют независимо друг от друга и все они идентичны, что эквивалентно предположению, что ширина трещины меняется в вертикальной плоскости много медленней, чем в горизонтальной. На практике это верно, если высота трещины много больше её длины, или если на границах нефтеносного слоя имеет место полный сдвиг. В PKN в свою очередь сделано предположение, что каждое вертикальное сечение действует независимо, что эквивалентно предположению, что давление в каждом сечении определяется в большей степени высотой сечения, чем длиной трещины. Это верно, если длина трещины много больше её высоты. Это различие ведёт к двум различным путям решения задачи и может давать различные оценки геометрии трещины. В случае модели PKN механика трещин и эффекты в крае трещины не рассматриваются; внимание фокусируется на течении жидкости в трещине и соответствующих градиентах давления. В модели KGD, наоборот, окрестность края трещины играет гораздо более важную роль, а градиенты давления в трещине могут быть найдены приближённо. Указанные особенности каждой из модели обуславливают пути их развития. Модель PKN обобщается на неньютоновскую реологию и различные

режимы закачки жидкости в скважину. Модель KGD развивается за счёт концевых эффектов: учёта зоны пластичности вблизи конца трещины, ненулевого коэффициента интенсивности напряжений, отставание фронта жидкости от конца трещины.

Ограничения вышеописанных аналитических моделей заключаются в том, что они требуют от потребителя умения определить заранее высоту трещины или предположить, что будет развиваться радиальная трещина (обобщение модели KGD на случай радиальной геометрии [3.77, 3.78, 3.82–3.84, 3.79]. Однако на основе наблюдений разреза буровой скважины и других данных не всегда очевидно, где трещина будет заперта и будет ли она заперта вообще. Также высота трещины обычно меняется от скважины (где давление максимально) к краю трещины. Эти ограничения могут быть сняты путём введения трёхмерных, псевдотрёхмерных и плоских трёхмерных моделей.

Плоские трёхмерные и псевдотрёхмерные модели были созданы в 80–е годы прошлого века в попытке учесть важные пространственные эффекты развития трещин гидроразрыва в неоднородных средах при допустимых по тем временам вычислительных затратах.

Псевдотрёхмерные модели пытаются зафиксировать важные черты трёхмерных моделей и при этом избежать вычислительной сложности. Две главные модели, упоминаемые здесь, это «лампообразная» и «ячеистая». В «лампообразных» (или эллиптических) моделях предполагается, что вертикальный профиль трещины состоит из двух полуэллипсов, соединённых в центре [3.80]. Горизонтальная длина и ширина вертикального конца скважины рассчитываются на каждом шаге по времени, и предполагаемая форма трещины подбирается на основе этих результатов. В этих модели предполагается, что течение жидкости происходит вдоль линий тока от перфораций к ребру эллипса и что линии тока получаются из простых аналитических соображений. «Ячеистые» модели рассматривают трещину как ряд связанных ячеек. Они не предполагают форму трещины известной заранее [3.80], но в общем случае предполагают наличие плоской

деформации (каждая ячейка действует независимо) и не вызывают окончательно расчёт течения жидкости в вертикальном направлении с вычислением геометрии трещины [3.86, 3.87]. Данные модели являются гибридами моделей PKN и KGD, поскольку горизонтальный рост трещины описывается в рамках PKN, а вертикальный рост в каждом вертикальном сечении на основании KGD. В работе [3.88] геометрическая модель трещины PKN была использована одновременно с рассмотрением двумерного течения жидкости, такая модель, по сути, является промежуточной между плоскими трёхмерными и псевдотрёхмерными моделями.

Плоские трёхмерные модели основаны на предположении, что трещина плоская и ориентирована перпендикулярно минимальному напряжению на бесконечности. В таких моделях не делается никаких попыток объяснить процессы, вызывающие отклонение трещины от такого плоского поведения. Основанные на этих моделях симуляторы вычислительно громоздки и обычно не используются для повседневных расчётов. Даже в предположении плоского развития трещины, в этих моделях на каждом шаге по времени необходимо несколько раз решать трёхмерную задачу теории упругости или пороупругости, используя либо подвижные треугольные сетки [3.89–3.91], либо неподвижную прямоугольную [3.92, 3.93]. Это сопряжено с большими вычислительными затратами, если необходимо учитывать утечки жидкости разрыва в пласт [3.74].

Наконец, в работе [3.94] авторами развивается модель UFM (unconventional fracture model), основанная на тех же принципах, что и классическая псевдотрёхмерная модель плоской трещины ГРП, но позволяющая, в отличие от неё, моделировать сложные трещиноватые структуры с множеством взаимодействующих носиков трещин. Для описания взаимовлияния между растущими трещинами, а также их возможного пересечения или слияния используется аналитическая модель OpenT [3.95], учитывающая течение жидкости в трещинах и вязкие эффекты.

Подробный обзор работ в перечисленных выше направлениях представлен в диссертации А.В. Акулич [3.80], а также в работах [3.96], [3.97], [3.98–3.102], [3.103–3.106].

Отдельной темой, развитие которой все ещё связано с упрощённым описанием геометрии трещины гидроразрыва, является модель в) из перечисленного выше списка основных моделей – модель переноса проппанта неньютоновскими жидкостями с учётом гравитационного осаждения, концевое экранирование, консолидации и обратного вымывания.

Как уже отмечалось в разделе 3.1.2, при моделировании гидравлического разрыва обычно фокусируются на геомеханике распространения трещин, в то время как для отслеживания расклинивающего агента при транспортировке по стволу скважины и его размещения внутри трещины используются упрощённые модели. В результате сложилась ситуация, когда практическая реализация методов моделирования многофазных потоков в скважинах и трещинах отстаёт от развития технологий и не отражает состояние современной науки.

В разделе 3.1.4.1 шла речь о том, что в новых технологиях используются сложные системы жидкостей с примесью твёрдых веществ, предназначенных для раскрытия трещин и обеспечения проводящего пути от дальнего поля до ствола скважины. Реология жидкости-носителя является неньютоновской и её часто можно охарактеризовать как вязко-эласто-пластичную по отношению к добавленным полимерам [3.107]. Свойство разжижения при сдвиге помогает снизить гидравлическое сопротивление при закачке суспензии вниз по стволу скважины. С другой стороны, у смеси есть предел текучести. Предел текучести смеси может быть обусловлен или сшиванием полимерного геля, или присутствием волокон. Сшивание геля из-за отложенных химических реакций, начавшихся сразу перед попаданием смеси в трещину через скважину, предотвращает нежелательное осаждение твёрдых веществ на дно трещины ГРП. Волокна [3.108] используются в качестве одного из ключевых элементов для поддержания проппанто-флюидной смеси в когерентном состоянии и предотвращения осаждения проппанта, а также обеспечения

ширины трещины. Жидкости для гидроразрыва пласта используются в полевых условиях уже более десяти лет [3.109], и все же в симуляторах ГРП не в полной мере учитывается влияние волокон на реологию и осаждение. Попеременная закачки чистой жидкости и суспензии с проппантом активно используется в качестве способа обеспечения каналов, поддерживаемых проппантом в трещине [3.110, 3.111], однако процесс дисперсии порций суспензии во время транспортировки вниз по стволу скважины и через перфорационные отверстия все ещё ждёт систематического теоретического изучения (не говоря уже о взаимодействии слагаемых с шероховатыми поверхностями трещины). Недавно было представлено *in situ* каналообразование в закрытой трещине [3.112, 3.113], однако и в этом случае модель каналообразования скорее основана на лабораторных экспериментах в простых областях, чем на прямом моделировании.

Существует явная необходимость в многомасштабных моделях и связанной с ними разработкой глобальных подходов к моделированию для обеспечения интеграции данных подмоделей должным образом. Соответствующие явления демонстрируют иерархию масштабов, которые приведены ниже в порядке возрастания:

- в масштабе зерна проппанта: взаимодействие между частицами и волокнами и построение сети проппант–волокно, боковое движение частицы, осаждение;
- диаметр перфорации: пробой проппанта и дисперсия, разрушение геля и повторное сшивание, восстановление сдвига;
- ширина трещины: контактное взаимодействие волокон со стенками и их воздействие на скорость осаждения проппанта, индуцированный сдвиг и инерционная миграция проппанта, неравномерный профиль концентрации проппанта;
- диаметр скважины: осаждение проппанта в горизонтальных скважинах и его влияние на дисперсию проппанта;
- длина / высота перелома: размещение проппанта и осаждение, образование осадка проппанта, ресуспензия,

транспортировка проппанта в сети трещин, дюнный транспорт;

- длина скважины: транспортировка и дисперсия проппанта.

Программа необходимых исследований в области механики жидкости при ГРП выглядит следующим образом: конструирование моделей согласно иерархии масштабов, определение связей между моделями, разработанными на разных масштабах, с использованием мелкомасштабных моделей в качестве составных отношений (отношений замыкания) в моделях более высокого уровня, разработка последовательной экспериментальной программы калибровки маломасштабных моделей и проверка всего рабочего процесса крупномасштабного моделирования. Наконец, данный подход должен быть протестирован в ходе реальных работ по ГРП в поле.

Точное прогнозирование размещения проппанта в гидравлических трещинах является одним из ключевых требований к проектированию и планированию успешных ГРП. Если же модели не описывают некоторые важные эффекты в геомеханике распространения трещины (неконтролируемый рост высоты перелома, что приводит к прорыву трещины в верхний или нижний слой, преждевременный скрининг) или механике многофазного течения (экранирование на перфорациях из-за проблем с реологией, нежелательным осаждением твёрдых веществ в зоне вблизи ствола скважины), то во время закачки могут происходить неожиданные и нежелательные события. Существует ряд коммерческих симуляторов ГРП, позволяющих моделировать транспортировку расклинивающего наполнителя в открытых гидравлических трещинах. В них используются модели переноса проппанта, различающиеся описанием течения в трещинах, конфигурацией и набором физических явлений, которые они учитывают.

Большинство моделей основаны на упрощённой одномерной гидродинамике и наследуют моделям, разработанным в 1980–х годах, с упрощениями, сделанными из-за ограниченных вычислительных возможностей [3.114–3.116].

В 1990–х годах, с развитием компьютеров и численных методов в симуляторах были реализованы псевдотрёхмерные модели роста трещины в сочетании с одномерной моделью транспорта проппанта [3.117, 3.118]. Подобные транспортные модели проппанта были позже обобщены для случая двух пространственных измерений, в то время как усреднённая по высоте одномерная модель все ещё использовалась для связи с геомеханическим модулем [3.119]. В начале 2000–х годов предположения для псевдотрёхмерной аппроксимации были ослаблены при разработке модели Planar–3D, где трещина может иметь произвольную, но плоскую форму, которая позволяет использовать полностью двумерную модель переноса проппанта для расчёта осаждения и осадки, формирования подложки, упаковки, бриджинга.

В конце 2000–х годов стали массово применяться технологии МГРП в нетрадиционных резервуарах, что потребовало создания симуляторов сложных сетей трещин. Примеры включают: модель нетрадиционного разрушения (UFM) [3.120], в которой описывается рост сети трещин в пористой среде с заранее заданными естественными трещинами (произвольно ориентированными и не обязательно связанными), модель роста трещины на заранее определённых регулярных сетях связанных естественных переломов Wiremesh [3.121], модели DFN, основанные на дискретном сетевом подходе и расширяющие модель [3.122, 3.123] для описания множественных, кластерных и дискретных трещин в сланцах.

Существенным вкладом в моделировании размещения проппанта в гидравлических трещинах является расчёт дизайна концевой экранирования (TSO), недавно проведённый в работе [3.96] в геометрии KGD. Спецификой технологии являются создание сети коротких и широких трещин, что достигается путём контролируемого распространения трещины до запланированной длины и последующего её закрепления проппантом, закачиваемым с рабочей жидкостью. Благодаря фильтрационным утечкам рабочей жидкости через поверхность трещины, концентрация проппанта возрастает на фронте закачки, что приводит к образованию проппантных пробок вблизи конца трещины, которые пре-

пятствуют её дальнейшему распространению. Закачка проппанта, продолжаемая после остановки трещины, позволяет повысить давление внутри трещины, увеличивая тем самым её раскрытие. При такой технологии ГРП уменьшаются затраты на проведение работ за счёт уменьшения объёмов закачиваемой жидкости и проппанта и сокращения времени проведения операций, однако результат существенно зависит от правильно подобранных параметров проппанта, стратегии закачки и правильного моделирования утечек.

Обсуждая вопрос о проведении прямого трёхмерного моделирования гидроразрыва в слоистой среде, содержащей сланцевые включения, авторы обзора [3.124] отмечают отдельные попытки в этом направлении [3.125], имеющие «ограниченный успех» из-за вычислительных затрат, которые на то время были чудовищно велики. За последние десятилетия, однако, в вычислительном моделировании гидроразрыва произошли существенные, даже революционные, изменения, позволяющие говорить о трёхмерных моделях, связывающих все основные семь элементов технологии в единый вычислительный комплекс. Так, в работах [3.126, 3.127] моделирование гидроразрыва связано с пороупругой деформацией матрицы резервуара, учитывающей изменение пористости и проницаемости в зависимости от внешней нагрузки, а утечки определяются непосредственно из расчёта течения жидкости. В следующем разделе обсуждаются современные методы, позволяющие проводить расчёты такой сложности. Аналогичный подход полного сопряжения геомеханической (а) и гидродинамических (б, и) моделей реализован школами Е. И. Роменского [3.128–3.130] и Ю.Ю. Подладчикова [3.131–3.135]. В обеих школах моделируются поровязкоупругопластические процессы в пласте и призабойной зоне, исходя из термодинамически согласованных принципов построения моделей механики сплошной среды. Поскольку расширение классической равновесной термодинамики на нелинейный случай неоднозначно (см., например, [3.136, 3.137]), итоговые уравнения также допускают некоторые отличия, исследований которых до сих пор не проведено.

Следует отметить также интенсивно развивающийся альтернативный подход (в плане технологии сопряжения) к моделированию распространения трещины ГРП посредством упругопластической модели с неассоциированным законом течения, описывающей все основные механизмы разрушения в различных горных породах с учётом их упрочнения и разупрочнения [3.138–3.140, 3.65, 3.22–3.24]. Модель является простейшей в своём классе. Она способна описывать все существенные физические эффекты с минимальным количеством параметров. Для определения последних разработана технология двух+ этапной инициализации упругопластической модели по данным керновых испытаний, включающая в себя, помимо измерения стандартных упруго–прочностных характеристик, методику определения параметров, отвечающих за возникновение и развитие пластических деформаций. В процессе первичной инициализации параметры определяются по точечным значениям определённых пар на деформационных кривых, в процессе вторичной – в процессе численных расчётов по первично инициализированной модели воспроизводятся сами кривые нагрузки и разгрузки и уточняются значения первичных параметров.

Методики сопряжения геомеханического и гидродинамического модулей подробно описаны в [3.141–3.143]. Заметим, что при сложных реологиях нелинейной пороупругости или поропластичности, использование любого метода сопряжения, кроме внутренне полностью сопряжённого метода, чревато термодинамическим рассогласованием определяющих соотношений, проявляющемся в развитии численных неустойчивостей [3.144].

Кроме того, болевой точкой любой технологии сопряжения, кроме полного внутреннего, является моделирование утечек.

Утечки жидкости гидроразрыва в трещиноватой пористой среде обычно моделируют, используя уравнение Картера [3.81], описывающего одномерную фильтрацию вязкой жидкости в пористой среде в направлении, перпендикулярном поверхности трещины. Теория Картера предсказывает, что объёмный расход жидкости обратно пропорционален

квадратному корню из времени и зависит от вязкостей пластовой и закачиваемой жидкостей, их сжимаемостей, и перепадом давления между ними. Хотя модель Картера широко при решении задачи о дизайне гидроразрыва, постоянно предпринимаются многочисленные попытки её расширения с учётом различных сложных эффектов, таких как неньютоновская реология жидкости гидроразрыва, подвижная граница зоны фильтрации и пластового флюида, перемешивание пластовой и жидкости разрыва в фильтрационной зоне и др. В работе [3.131] утечки жидкости гидроразрыва в породе моделировались пороупругопластическим уравнением диффузии (полное внутреннее сопряжение), в котором суммарная сжимаемость определяется сжимаемостью флюида, скелета, и порового пространства. Учёт последнего фактора совместно с динамически зависящей от пористости проницаемостью приводит к сильной зависимости коэффициента утечки от давления. Значения этого коэффициента, тем не менее удаётся определить с хорошей точностью аппроксимацией полевых данных.

Наконец, последний комментарий в данном разделе касается модели пункта б): «Комплексная гидродинамическая модель течения многофазных многокомпонентных флюидов». Тема развивается независимо от проблемы ГРП, поскольку является затребованной в других разделах моделирования пластовых процессов и систем. При переносе развитых технологий на тематику ГРП следует, однако, принимать во внимание масштабный фактор, и оптимизировать выработанные на масштабе резервуара рекомендации под решение задачи оптимизации ГРП.

3.1.4.4 Вычислительное сопровождение физико-математических моделей

Большинство реальных трещин в горных породах обладают сложной трёхмерной геометрией. Кроме того, из-за присутствия геологических особенностей, таких как разломы и

сдвиги, геомеханические свойства породы в пределах интересующей области редко бывают однородным. Следовательно, аналитические и полуаналитические модели имеют ограниченную применимость при моделировании напряжений, смещений и разрушения горного массива, окружающего трещину ГРП. За прошедшие несколько десятилетий было разработано большое число моделей и реализующих их численных методов. Применение данных методов позволяет получать приближенные решения обозначенных выше комплексных трёхмерных задач. Численные методы для геомеханического анализа напряжений и деформаций в механике ГРП, могут быть разделены на два класса: к первому относятся граничные методы дискретизации; ко второму – методы дискретизации области.

В граничных методах дискретизации только граница трещины ГРП и другие внутренние границы многосвязной расчётной области разбиваются на конечные граничные элементы, а внутренность области горного массива представляется математически как однородный континуум. Применение данного класса методов обычно ограничивается упругими моделями материалов горных пород. В методах дискретизации области внутренность горного массива и трещины ГРП разделяется на геометрически простые элементы каждый с заданными механическими свойствами. Коллективное поведение и взаимодействие этих упрощённых элементов моделирует более сложное полное поведение горного массива с трещиной(ами). Другими словами, данные методы позволяют рассматривать более сложные модели материалов, чем граничные методы. Методы конечных элементов (Finite Element Method), методы конечных объёмов (Finite Volume Methods) и методы конечных разностей (Finite Difference Methods) – методы дискретизации области, которые рассматривают горный массив вокруг трещины и жидкость внутри неё как континуум в рамках аксиоматики механики сплошной среды (хотя, как отмечалось выше, метод конечных объёмов довольно широко применяется в вычислительной геомеханике, при моделировании гидроразрыва он, по непонятным причинам, не используется и не будет

обсуждаться в дальнейшем). Метод дискретных элементов (Discrete (distinct) element method) – также метод дискретизации области, который моделирует каждый отдельный блок горной породы как уникальный элемент. Метод сглаженных частиц (Smoothed particle hydrodynamics) аналогично моделирует жидкость ГРП как набор отдельных частиц. Эти два класса численных методов могут быть объединены в виде гибридных моделей, чтобы максимизировать преимущества и минимизировать недостатки каждого метода.

В методах дискретизации области существенный объем работы требуется, чтобы построить расчетную сетку, которая используется для разбиения горного массива на конечные элементы. В случае сложных областей, таких как те, которые содержат многократные трещины, разломы и прочие геометрические особенности построение конформной сетки может стать чрезвычайно трудным. Напротив, методы граничных элементов требуют только дискретизации границ расчётной области (включая границу трещины ГРП), а горную породу и жидкость внутри трещин рассматривают как однородный континуум. Так как количество неизвестных в методе граничных элементов существенно меньше, то требование к машинной памяти и квалификации пользователя также существенно ниже, чем в методах дискретизации областей. Наличие высоко оптимизированных генераторов сеток во многих задачах сузило это различие до такой степени, что большинство пользователей компьютерных программ, основанных на методах дискретизации областей, не подозревает о проблемах генерации расчётных сеток, и, следовательно, выбор численного метода может быть основан на других соображениях.

В случае методов дискретизации области внешние границы модели должны быть помещены достаточно далеко от трещины ГРП, чтобы их влияние было приемлемо слабым. С другой стороны, так как методы граничных элементов рассматривают горный массив как однородный континуум, внешние граничные условия должны быть определены только как усилия, действующие на весь горный массив, и никакие внешние искусственные границы не требуются. Главная

сила метода граничных элементов заключена в простоте, достигнутой представлением горного массива как однородного континуума. Однако, это же является и его главным недостатком, не позволяющим включать в численную модель переменные свойства материала и неоднородности, такие как разломы, включения и другие особенности среды. Несмотря на то, что были развиты модификации метода граничных элементов, позволяющие некоторым образом осуществлять моделирование переменных свойств горных пород, данный класс задач более удобно моделировать методами дискретизации области.

Прежде, чем выбрать соответствующий метод численного моделирования для конкретных типов задач, необходимо понять основные особенности каждого из перечисленных методов.

Метод граничных элементов получил своё название исходя из того, что только границы рассматриваемой в задаче области разбиваются на граничные элементы. Фактически, несколько типов моделей граничного элемента коллективно упоминаются как «метод граничных элементов» [3.145]. Эти модели могут быть сгруппированы следующим образом:

- не прямой метод (фиктивных напряжений), названный так, потому что первый шаг в решении находит ряд фиктивных напряжений, которые удовлетворяют заданным граничным условиям. Эти напряжений затем используются в вычислении фактических напряжений и перемещений в горном массиве;
- прямой метод, названный так, потому что перемещения находятся напрямую из решения краевой задачи для заданных граничных условий;
- метод разрывных перемещений, названный так, потому что решение основано на суперпозиции фундаментального решения для протяжённого математического разреза в упругом континууме и сдвиговых и нормальных перемещений в направлении разреза.

Различия между первыми двумя методами не очевидны для пользователя компьютерных симуляторов. У прямого

метода есть определённые преимущества с точки зрения развития функционала компьютерной программы, что будет обсуждено позже в разделе о гибридных методах.

Преимущество метода граничных элементов, заключающееся в возможности рассмотрения бесконечно протяжённых областей, может зачастую являться также его недостатком, например, в случае неоднородного горного массива, состоящего из набора областей конечных размеров. В этих случаях должны быть применены специальные модификации метода [3.146]. В методе граничных элементов разломы в горных породах моделируются явным образом. Используется метод разрывных перемещений, что, однако может привести к значительному увеличению вычислительных затрат. Сходимость метода для моделей, включающих много разломов, как часто отмечалось исследователями, также является проблемой. По этим причинам задачи, требующие явного рассмотрения нескольких разломов и/или сложного моделирования взаимного влияния трещин и разломов, часто лучше решаются одним из методов дискретизации области. Для метода граничных элементов было замечено, что условия на границе области тесно связаны со значениями во всех точках области, даже отнесённых к бесконечности. В сравнении с ним метод конечных элементов связывает значения в нескольких точках горной породы (узлы конечноэлементной сетки) со значениями в конечной замкнутой области, образованной этими точками (конечном элементе). В методе конечных элементов физическая задача численно решается разбиением всей расчётной области на конечные элементы.

Метод конечных элементов хорошо подходит для решения задач с неоднородными или нелинейными свойствами материала [3.147], включая моделирование ГРП в низкопропускаемых средах (сланцах), так как каждый элемент явно моделирует содержащийся в нем материал. Однако конечные элементы не очень хорошо подходят для моделирования бесконечных границ. Одна из техник для моделирования бесконечных границ основана на дискретизации области, существенно больших размеров, чем зона влияния трещины ГРП (в соответствии с принципом Сен-Венана), и примене-

нием соответствующие граничных условий к её внешним границам. Другой подход основан на использовании специальных элементов, для которых одно из рёбер относится на бесконечность – так называемые “бесконечные” конечные элементы. На практике, эффективный пре- и постпроцессоры позволяют пользователю выполнять параметрические исследования и оценивать влияние приближенных граничных условий на бесконечности. Время, требуемое для этого, незначительно по сравнению с полным временем расчёта.

Разломы в горной породе могут быть смоделированы явно с использованием специальных типов элементов. Различные подходы были предложены в [3.148] для описания таких элементов, но никакой из подходов так и не стал единственно универсальным.

Внутренние границы между различными горными слоями могут быть смоделированы с использованием общих определяющих соотношений, хотя, возможно, ценой увеличенного времени расчёта в зависимости от метода решения.

Как только модель разбита на элементы, свойства материала назначены, и нагрузки приложены, необходимо выбрать один из методов решения задачи о перераспределении произвольных неравновесных нагрузок и, таким образом, определении нового состояния равновесия. Доступные методы решения могут быть разделены на два класса – неявные и явные. Неявные методы строят системы линейных алгебраических уравнений с разреженной матрицей, которые затем решаются с использованием стандартных матричных методов. Любая нелинейность материала учитывается путём изменения коэффициентов жёсткости и/или модификацией заданных переменных (метод начальных напряжений или начальных деформаций). Эти изменения вносятся итерационным образом так, что все определяющие соотношения и уравнения равновесия удовлетворяются для заданного уровня нагрузок.

Большинство коммерчески доступных пакетов конечно-элементного анализа используют неявный (т.е. матричный) метод решения. Для линейных задач и задач с невысокой степенью нелинейности, неявные методы обычно быстрее,

чем методы явного решения. Однако, когда степень нелинейности системы увеличивается, приложенные нагрузки должны быть рассчитаны в меньших приращениях, что подразумевает большее число матричных преобразований и решений уравнений, и, следовательно, увеличенные вычислительные затраты. Поэтому, сильно нелинейные задачи лучше всего решаются пакетами, использующими явные методы решения.

При решении практических задач нефтегазовой гидрогеомеханики (о выборе места и траектории бурения скважин и их устойчивости, об обеспечении высокой продуктивности пласта за счёт оптимизации дизайна ГРП и контроля за пескоотделением и др.) необходимо корректно описывать нарушение естественного напряжённо-деформированного состояния в окрестности скважины или на масштабе резервуара, приводящее к развитию процессов неупругой (пластической) деформации [3.149, 3.150] и образованию зон разрушения [3.146].

Пластическая деформация оказывает существенное влияние на изменение порового давления и фильтрационных свойств пород [3.151]. С другой стороны, на начало и характер развития пластической деформации большое влияние оказывает поровое давление. Это приводит к необходимости взаимного учёта деформационных и гидродинамических процессов. Считая, что развитие пластической деформации может протекать как с увеличением, так и сокращением порового пространства, алгоритм решения должен включать возможности расчёта деформации в обоих режимах – дилатансии (разуплотнения) и компактии (уплотнения).

Для решения описанных проблем в нефтегазовой индустрии исторически сформировалась тенденция использовать готовые вычислительные средства, в том числе и коммерческие, специализированные для решения задач механики жидкости и механики твёрдого тела, сопрягая их в единый вычислительный комплекс с помощью специально разработанных стыковочных модулей, хотя известно, что при решении определённого класса задач гидрогеомеханики, применение такой методики может приводить к невер-

ным результатам. Поэтому развиваются и полностью сопряжённые алгоритмы, реализующие решение задачи внутри единого гидрогеомеханического пакета [3.132, 3.133, 3.144]. Алгоритмы сопряжения таким образом, можно классифицировать по нескольким признакам [3.143]. Наиболее важными из них являются:

- характер сопряжения – внешнее или внутреннее;
- степень сопряжения – полное или неполное [3.141, 3.142];
- выбор методики, по которой рассчитывается изменение пористости при новом эффективном напряжённо-деформированном состоянии [3.132, 3.133, 3.152–3.155].

Выбор алгоритма сопряжения существенно зависит от решаемой задачи. С вычислительной точки зрения наиболее точными являются полностью сопряжённые алгоритмы (могут быть реализованы лишь при внутреннем сопряжении) – скорости жидкости и смещения вычисляются одновременно в процессе решения системы линейных уравнений, дискретизирующую единообразно замкнутую систему уравнений. Однако такое сопряжение не всегда требуется или практически неосуществимо – инженер обладает лицензиями двух коммерческих пакетов (например, Visage, CAE Fidesys и CMG Stars, Eclipse 300 или tNavigator) и ищет пути их наиболее эффективного совместного использования.

По степени сопряжения не полностью сопряжённые алгоритмы условно делятся на итерационно сопряжённые, явно сопряжённые, псевдосопряжённые и полностью несопряжённые [3.141, 3.142]. Хотя формально все эти алгоритмы считаются основанными на хорошо зарекомендовавшем себя методе расщепления по физическим процессам (см., например, [3.156]), с математической точки зрения это можно отнести лишь к итерационно сопряжённым, в которых на каждом шаге интегрирования по времени независимо отыскиваются решения геомеханической и гидродинамической задач, после чего происходит обмен значениями найденных полей, связывающих две задачи, и решения повторяются до достижения сходимости. Во всех прочих не полностью

сопряжённых алгоритмах обмен значениями полей происходит далеко не на каждом шаге по времени, что экономит время расчёта, но зато требует в каждом конкретном случае анализировать сходимость решения по отношению к частоте обмена. Несмотря на то, что установленная в этом смысле сходимость может и не обеспечить сходимость решения в математическом смысле слова, данный подход обладает неоспоримым преимуществом – возможностью использования готовых решателей (программных комплексов) для моделирования отдельных физических процессов в рамках связанной задачи при обеспечении соответствующей интеграции между ними.

Хотя выбор степени внешнего сопряжения, и в том числе, частоты обмена данными между решателями, существенно зависит от специфики решаемой задачи, представляется целесообразным реализовать на стадии разработки алгоритма все доступные степени внешнего сопряжения, чтобы в процессе массовых расчётов организовывать оптимизационный рабочий процесс, концепция которого изложена в [3.75].

Последний, третий из отмеченных выше, признак классификации алгоритмов сопряжения является наименее тривиальным. Начиная с классических работ Био в литературе предпринимаются многочисленные попытки вывести феноменологическое уравнение для пористости либо из физически наглядных представлений об изменении поровых объёмов одного (или, в случае трещиноватых сред, двух и более) континуумов от полного напряжения и давлений каждой индивидуальной среды, либо, из основных принципов многофазной механики сплошной среды.

В первом случае физическая наглядность ограничивается линейной упругостью и теоремой взаимности Бетти, хотя, в этом приближении было получено несколько практически важных результатов. Так, в девяностые годы было опубликовано сразу несколько различных моделей, расширяющих теорию Био на случай двойной пористости [3.152] (см. также обзорную работу [3.157]) которые включили в свою согласованную модель зависимость деформации от давления в обоих средах. Позднее, [3.158] обобщили модель на случай двух

и трёхфазной жидкости.

Во втором случае исследования носят существенно фундаментальный характер, поскольку вывод уравнения для пористости неразрывно связан с нелинейным обобщением теории Био [3.153]. При этом далеко не во всех работах учитывают тот факт, что скелет должен является равноценной фазой в этих построениях. Не вдаваясь здесь в обсуждение различных многочисленных и взаимоисключающих подходов, отметим, что наиболее последовательными и внутренне непротиворечивыми нам представляется подход [3.132, 3.133], который, однако, требует применение алгоритма полного внутреннего сопряжения.

Альтернативной, и перспективной, представляется идея отказа от использования уравнения для пористости [3.154, 3.155]. В этом подходе пористости на новом шаге по времени пересчитывается из решения упругопластической задачи на микромасштабной ячейке периодичности. Подход подразумевает итерационное сопряжение, как внутренне, так и внешнее. В работе [3.143] используется внешнее сопряжение с использованием в качестве геомеханического решателя CAE Fidesys. Необходимо отметить, что CAE Fidesys выбран в качестве примера геомеханического решателя, поскольку в нем реализован уникальная методика наложения больших деформаций, что позволяет, помимо реализации сопряжения, добавлять в вычислительный комплекс пакет определения эффективных упруго-прочностных свойств среды в приближении мульти-пористости и мульти-проницаемости. Первые шаги в этом направлении сделаны в работах [3.26] и [3.23].

3.2 Новые химические и тепловые методы увеличения нефтеотдачи ⁷

Как отмечалось во введении к разделу 3, в мире существует большое количество нефтяных месторождений с богатой историей разработки, которые подошли к рубежу спада своей экономической эффективности, либо близки к нему [3.7]. При этом, согласно [3.8], после применения первичных и вторичных методов извлечения в месторождениях остаётся до двух третей начальных геологических запасов нефти, и для повышения коэффициента извлечения необходимо применять эффективные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Классификация способов повышения показателя нефтеотдачи пласта с трудноизвлекаемой нефтью приведена на Рис. 3.1: тепловое воздействие, закачка растворов на основе поверхностно-активных веществ и/или полимеров, закачка углеводородных, дымовых газов или углекислого газа, микробиологический метод и другие [3.2].

На сегодняшний день существует большое количество различных пилотных и промышленных проектов по применению третичных МУН [3.2]. Несмотря на это, выбор метода, подходящего для конкретной залежи, требует тщательного изучения последней. Выбор МУН должен быть обоснован как с технической, так и с экономической точки зрения. Таким образом, ещё на ранней стадии планирования важно определить и оценить доступность закачиваемого агента/флюида, эффективность метода, выполнение технических требований и условий, а также экономическую целесообразность процедуры.

С каждым годом во всём мире растёт потребление нефтепродуктов, поэтому увеличение нефтеотдачи пластов, из которых обычными методами уже невозможно извлекать нефть, является важной задачей. Принято считать, что разработка месторождений может быть осуществлена в три

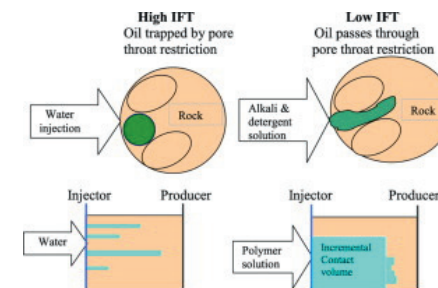
⁷ Аскарова А. (Сколтех), Бондаренко Т. (Сколтех),
Иванова А. (Сколтех), Черемисин А. (Сколтех)

этапа [3.7, 3.8, 3.2, 3.159]. На первом (первичном) этапе, извлечение нефти происходит за счёт естественной энергии пласта, благодаря чему нефть беспрепятственно поступает к добывающей скважине. По оценкам этот метод позволяет добыть до 30% начальных геологических запасов нефти. Второй этап (вторичный метод) извлечения нефти реализуется поддержанием пластового давления путем закачки воды или газа в пласт. Это один из самых популярных и действующих методов, позволяющий извлечь 30–50% запасов.

Однако многие факторы, такие, как рассеянное расположение остаточных запасов нефти в пласте, неравномерное распределение проницаемости, высокая вязкость нефти, делают разработку традиционными способами неэффективной. Поэтому в этих случаях прибегают к использованию третичных методов.

3.2.1 Химические методы увеличения нефтеотдачи

Большое количество современных исследований направлено на улучшение технологии химического заводнения, позволяющей увеличить нефтеотдачу пластов в несколько раз по сравнению с обычным заводнением [3.2]. Сама технология заключается в закачке в скважину растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимера и щелочи, как по отдельности, так и в смеси. В общем случае, растворы ПАВ и щелочей призваны уменьшить поверхностное натяжение на границе «вода–нефть», которое препятствует высвобождению нефти из поровых каналов. Полимеры используются для снижения подвижности воды, увеличения её вязкости и, как следствие, увеличения охвата пласта заводнением (Рис.3.2).



Источник: [3.160]

Рисунок 3.2 — Иллюстрация действия химических добавок. Уменьшение поверхностного натяжения (а) и увеличение охвата пласта заводнением (б)

Подбор всех компонентов для заводнения зависит от сорбционных свойств породы и физико-химических свойств пластовых флюидов.

Адсорбция и деструкция молекул ПАВ и полимера в пластовых условиях может привести к серьёзным технологическим проблемам и увеличению затрат. В связи с этим появляется интерес к исследованию и улучшению технологии химического заводнения пласта-коллектора.

3.2.1.1 Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ)

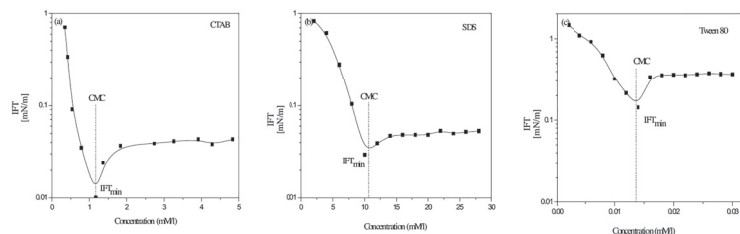
Основной целью закачки растворов ПАВ в пласт является уменьшение поверхностного натяжения на границе раздела «вода–нефть». За счёт уменьшения капиллярного давления увеличивается подвижность нефти в пласте. Изменяется смачиваемость породы. Вода лучше впитывается в поры, занятые нефтью и вытесняет её. Результатом является увеличение коэффициента нефтеотдачи.

В работе [3.161] было исследовано влияние различных ПАВ на величину поверхностного натяжения. Так, в качестве катионного ПАВ был выбран цетилтриметиламмоний бромид (СТАВ), в качестве анионного — додецилсульфат натрия

(SDS), а в качестве неионогенного полисорбат–80. Нефть использовалась с месторождения Анкшлевар (Индия). Было показано, что добавление растворов ПАВ, независимо от их заряда, приводит к заметному уменьшению поверхностного натяжения на границе «вода–нефть». Обнаружено, что зависимость поверхностного натяжения от концентрации ПАВ проходит через минимум, далее увеличивается и выходит на плато (Рис.3.3). При этом минимум поверхностного натяжения соответствует критической концентрации мицеллообразования (ККМ), т. е., концентрации при которой начинают образовываться мицеллы. Это можно объяснить тем, что выше ККМ все свободные молекулы ПАВ находятся в виде стабильных мицелл и не могут перераспределиться на поверхности раздела так, чтобы уменьшить поверхностное натяжение. К похожим результатам пришли авторы в работах [3.162, 3.163] исследуя сорбционные свойства водных растворов ПАВ.

Таким образом, можно считать, что ККМ – это оптимальная концентрация ПАВ, с помощью которой можно добиться минимального поверхностного натяжения на межфазной границе «вода–нефть».

На Рис. 3.3 можно заметить, что уменьшение поверхностного натяжения в случае ионогенных ПАВ на порядок больше, чем в случае неионогенных ПАВ. Это можно связать с тем, что за счёт электростатических сил около поверхности раздела фаз образуется двойной электрический слой.

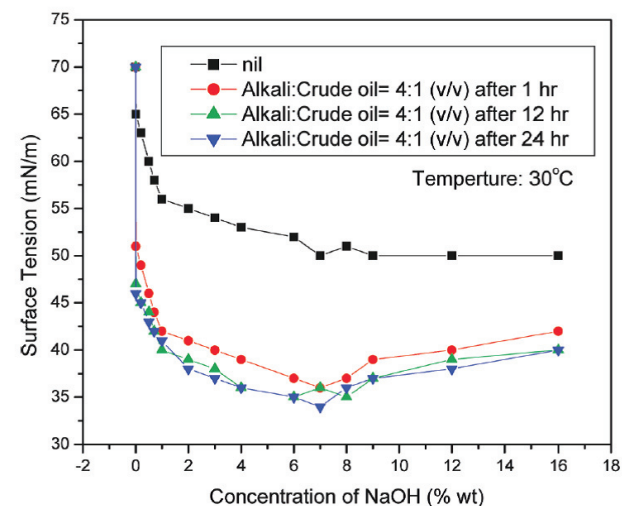


Источник: [3.160]

Рисунок 3.3 — Влияние концентрации различных ПАВ на поверхностное натяжение

3.2.1.1 Заводнение растворами щелочей

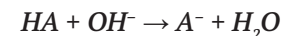
В работе [3.164] авторы экспериментально наблюдали уменьшение межфазного натяжения на границе «вода–нефть» при закачке щелочного раствора NaOH с течением времени (Рис. 3.4).



Источник: [3.162]

Рисунок 3.4 — Зависимость межфазного натяжения от концентрации щелочного раствора NaOH

Уменьшение поверхностного натяжения можно объяснить образованием *in situ* молекул ПАВ за счёт реакции между органическими соединениями нефти и щёлочью. Действительно, в смолистых и малопарафинистых нефтях содержится около 1.5–2% так называемых нефтяных кислот, при реакции ионов щелочи с которыми образуется компоненты ПАВ–А



Характерный вид данной зависимости совпадает с видом

кривых, полученных для растворов ПАВ (Рис. 3.3). В данном случае величина поверхностного натяжения будет зависеть от концентрации ПАВ, образовавшихся при взаимодействии нефти со щёлочью. Концентрация, в свою очередь, будет зависеть от скорости реакции (Рис. 3.4).

Образование ПАВ влечёт за собой образование нефтяных эмульсий в воде. В конечном итоге, это приводит к тому, что на поверхностях раздела фаз происходит накопление эмульгаторов (ПАВ), получающихся путем взаимодействия щелочи с компонентами нефти. В результате поверхностное натяжение на границах раздела «нефть–щелочной раствор» понижается, увеличивается смачиваемость породы водой, что способствует высвобождению капель нефти из пор.

Аналогичные результаты были получены со щелочными растворами Na_2CO_3 , NaHCO_3 и NaBO_2 , а также со смесями из них [3.165, 3.166–3.168].

Важно отметить, что использование растворов щелочей целесообразно в случае нефтей, содержащих большое количество органических кислот, иначе не образуется стабильная эмульсия. Растворы щелочей приводят к снижению поверхностного натяжения до 35 мН/м, в то время как заводнение водными растворами ПАВ снижает его до 0,01 мН/м [3.161]. Таким образом, закачка только растворов щелочей не приведёт к эффективному увеличению нефтеотдачи. Поэтому она должна происходить одновременно с закачкой растворов ПАВ для достижения сверхнизких значений межфазного натяжения на границе «вода–нефть». Также одновременная закачка двух растворов даёт выигрыш в объёме закачиваемого ПАВ, так как в этом случае его нужно меньше. Это значительно уменьшает финансовые затраты и упрощает весь производственный процесс.

Однако, необходимо учитывать, что выбор закачиваемого щелочного раствора зависит от минералогического состава породы. В карбонатных коллекторах (кальцит, доломит) заводнение щелочными растворами может привести к снижению проницаемости пласта из-за образования гидроксидов, которые могут закупоривать поры. Действительно, закачка растворов щелочей приведёт к увеличению концентрации

ионов OH^- , при этом OH^- преобразует HCO_3^- в CO_3^{2-} . Ионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , Al^{3+} , содержащиеся в продуктивном пласте, могут прореагировать с ионами OH^- , HCO_3^- , что может повредить коллектор. Это серьёзный фактор, ставящий под сомнение использование щелочи в нефтедобыче [3.169]. Для решения проблемы авторы [3.170] предложили использовать смесь NaHCO_3 с Na_2SO_4 с целью уменьшения концентрации ионов кальция за счёт введения дополнительных сульфат ионов.

В работах [3.165, 3.171, 3.172] было показано, что добавление щелочных растворов к растворам ПАВ уменьшает адсорбцию последних в поры пласта. Это связывают с тем, что твёрдыми породами вместо молекул ПАВ будут адсорбироваться щелочные соединения.

3.2.1.2 Заводнение растворами полимеров

При всех достоинствах освоенных методов заводнения нефтяных залежей остаётся много трудностей, связанных с извлечением нефти из пластов в условиях неоднородных пористых сред и повышенной вязкости нефти, а также, когда наблюдается относительно низкий охват пластов заводнением. В случае высоковязкой нефти, для обеспечения лучшего вытеснения, повышают вязкость воды и снижают её подвижность, добавляя высокомолекулярное соединение – полимер.

Эффективность применения полимерных растворов основывается на их способности выравнивать подвижности нефти и вытесняющего агента. Действительно, соотношение подвижностей вытесняющего агента (воды) и нефти может быть записано следующим образом:

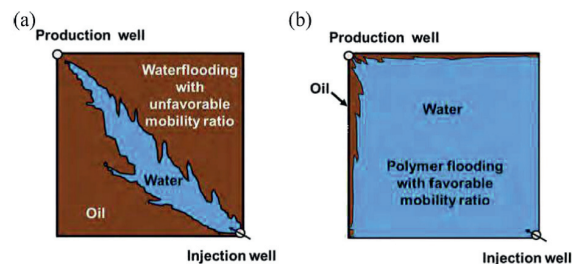
$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w},$$

В этой формуле λ_w , λ_o , k_{rw} , k_{ro} , μ_w , μ_o – подвижность, относительная проницаемость и вязкость воды и нефти соответственно.

Охват пласта заводнением увеличится в случае, если отношение подвижностей M уменьшится. При добавлении полимера в водный раствор вязкость увеличивается за счёт «набухания» полимера. Следовательно, уменьшается подвижность и отношение M .

Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счёт этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением [3.2].

Стоит отметить, что если отношение подвижностей $M > 1$, то большая разница между вязкостью вытесняющего агента и нефтью может привести к более быстрому прорыву воды в эксплуатационные скважины в виде языков, даже при сравнительно больших расстояниях от нагнетательных скважин (Рис. 3.5). Поэтому, чтобы добиться увеличения нефтедобычи необходимо удерживать $M < 1$



Источник: [3.160]

Рисунок 3.5 — Закачка воды и образование вязкостного языкообразования $M > 1$ (a), закачка полимерного раствора и увеличение охвата пласта заводнением $M < 1$ (b)

В результате заводнение полимерными растворами оказывается эффективней и увеличивает нефтедобычу в несколько раз по сравнению с традиционным подходом. Од-

нако, у метода существуют недостатки, ограничивающие его применение. Резкое увеличение вязкости водного раствора может стать причиной снижения коэффициента продуктивности добывающей скважины. Повышение давления нагнетания не всегда может компенсировать это, так как может повлечь деструкцию полимера. Разрушение молекул полимера нежелательно в силу потери полимером способности к загущению воды.

Деструкция (необратимое разрушение) полимера может быть химической, термической, механической и биологической. Под химической деструкцией понимают взаимодействие молекул полимера с молекулами других соединений, вследствие чего происходит разрушение химических связей. Под термической подразумевают разрушение полимера и потерю вязкоупругих свойств полимерного раствора при высокой температуре. Механическая деструкция наступает, когда полимерный раствор имеет высокую скорость течения, например, по трубам или насосам. Развитие аэробных бактерий в пласте или закачка их с водой могут привести к биологической деструкции полимера.

Таким образом, использование полимера в глубоководных коллекторах с высокой температурой является малоэффективным. Также не будет высоким эффект увеличения коэффициента нефтеотдачи при закачке растворов полимеров в пласт с низковязкой нефтью. На сегодняшний день нет универсального состава полимерного раствора, который бы подходил к любым пластовым условиям. Для каждого коллектора подбирается полимер исходя из тех или иных условий.

3.2.1.3 Механизм заводнения с использованием ПАВ, щелочи и полимера

В целях уменьшения остаточной нефтенасыщенности пласта добавляют смеси растворов ПАВ, щелочи и полимеров (ASP). Примечательно, что все три компонента взаимно улучшают действия друг друга. Так, добавление раствора щелочи к раствору ПАВ ещё сильнее уменьшает поверхностное натяжение на межфазной границе «вода–нефть». Более того щёлочь уменьшает адсорбцию молекул ПАВ на поверхности породы, что сильно снижает требования к объёму закачиваемых ПАВ. Полимер, вступая в реакцию с молекулами ПАВ, увеличивает вязкость раствора и охват пласта заводнением. Все это приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти и при этом к упрощению технологических процессов и снижению стоимости технологии.

В состав раствора для химического заводнения входит около 1 вес. % ПАВ, 0,5 вес. % щелочи и 1000 млн^{-1} полимера на 0,2–0,3 порового объёма [3.173, 3.174–3.177]. Можно заметить, что уже небольших концентраций достаточно для увеличения нефтеотдачи на несколько процентов.

Заводнение с использованием ASP – это более совершенная технология повышения нефтеотдачи пласта по сравнению с обычным заводнением. Закачка химических реагентов происходит в несколько этапов (Рис.3.6).



Источник: [3.178]

Рисунок 3.6 — Добыча с закачкой ASP

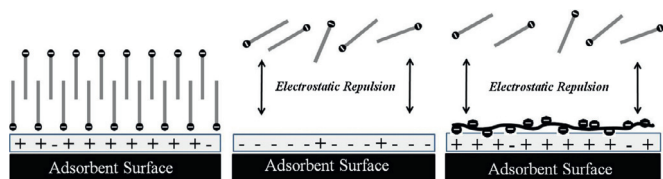
На первом этапе закачивается раствор ПАВ и щёлочь. Это придаёт подвижность оставшийся после первичного заводнения нефти. На следующем этапе закачиваются растворы полимеров с целью увеличения охвата пласта вытесняющим раствором по сравнению с обычным заводнением. В результате действия ПАВ, щелочи и полимера повышается эффективность вытеснения нефти, которая поступает в добывающие скважины.

3.2.1.4 Использование нанотехнологий в заводнении

Химическое заводнение на основе закачки в пласт растворов ПАВ, щелочи и полимера – одна из технологий, позволяющих добыть дополнительно до 30% нефти, оставшейся в пласте. При всей простоте и привлекательности данного подхода, существуют определённые трудности в его применении. Как уже отмечалось выше, использование ПАВ финансово обременительно, так как требует больших объёмов закачки. Поэтому добавляют растворы щелочи, которые призваны сократить расход ПАВ. Однако закачка щелочей не всегда приводит к желаемым результатам. Так, например, может произойти уменьшение растворимости ПАВ или падение вязкости растворов полимеров вследствие увеличения концентрации соли. Также станет возможным образование осадков, которые могут ухудшить фильтрацию нефти через поры в пласте. Все это приводит к снижению эффективности технологии ASP заводнения. Поэтому в последнее время большой интерес привлекают технологии полимерного заводнения или ПАВ–полимерного заводнения [3.170].

Процесс адсорбции молекул ПАВ в поры коллектора является основным фактором, определяющим эффективность всего заводнения, и требует контроля. В последнее время, для предотвращения адсорбции и улучшения коэффициента нефтеотдачи, широкое применение нашёл метод добавления наночастиц в растворы ПАВ и полимера [3.179–3.183]. Принцип снижения адсорбции молекул ПАВ с помощью наноча-

стиц показан на Рис. 3.7.



Источник: авторское изображение

Рисунок 3.7 — Снижение адсорбции с использованием наночастиц

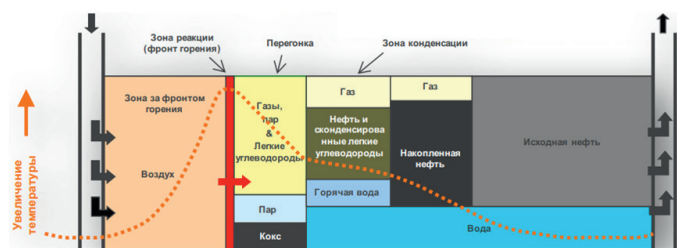
В случае использования анионного ПАВ за счёт действия электростатических сил в карбонатных коллекторах будет происходить адсорбция молекул (Рис. 3.7). Это приведёт к большим потерям ПАВ и, следовательно, удорожанию разработки. Именно поэтому до сих пор на карбонатных месторождениях не применялись технологии химического заводнения с использованием всех трёх компонентов. Использование наночастиц вместо щелочных растворов позволит расширить возможности применения технологии, поскольку, во-первых, адсорбция молекул ПАВ будет снижена за счёт адсорбции наночастиц (Рис. 3.7), а во-вторых, добавление наночастиц приводит к дополнительному уменьшению межфазного натяжения на границе раствор–нефть [3.184].

Таким образом, для разработки карбонатных коллекторов может быть использована усовершенствованная технология химического заводнения с использованием наночастиц вместо щелочей.

3.2.2 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта признаны наиболее эффективными и экологически безопасными среди всех МУН [3.185]. Они в основном используются в целях повышения коэффициента извлечения нефти для залежей высоковязкой нефти со сложными геолого-физическими условиями. Использование данных методов позволяет довести коэффициент извлечения нефти до 80% [3.186, 3.187]. Внутрипластовое горение, например, обладает существенным преимуществом: тепло, необходимое для прогрева пласта, генерируется внутри него за счёт сгорания образуемого топлива, кокса [3.188]. Внутрипластовое горение представляет собой сложный процесс неизотермической многофазной многокомпонентной фильтрации флюидов с физико–химическими превращениями, требующий применения комплексного подхода с привлечением методов физики, химии и математики [3.189]. Успех применения данной технологии на месторождении зависит от качества его экспериментального и численного изучения. До этапа опытно–промышленных испытаний метода требуется доскональное исследование физико–химических и термодинамических характеристик внутрипластового горения, причём в условиях, наиболее приближённых к реальным.

Контроль процесса горения (Рис. 3.8) достаточно сложен в части предсказания необходимого количества нагнетаемого воздуха, температуры инициации и т.д. Лабораторные исследования в этой области важны с точки зрения оценки возможности численного моделирования, прогнозирования экономической рентабельности и технической выполнимости. При этом, до начала разработки месторождений и без значительных капитальных вложений можно оценить коэффициент извлечения нефти для различных сценариев [3.185].



Источник: [3.190]

Рисунок 3.8 — Схематическое изображение процесса внутрипластового горения

Существует множество подходов к численному и экспериментальному моделированию внутрипластового горения [3.191]. Для правильного и точного представления крекинга и окисления углеводородов требуется учёт огромного количества реакций, так как типичный образец тяжелой нефти состоит из сотен различных углеводородных и неуглеводородных соединений разнообразного молекулярного строения. Эксперименты дают ограниченное количество данных, которых недостаточно для получения детального описания химических реакций. Анализ преобразования нефти при горении с учётом всех входящих в её состав соединений требует больших вычислительных мощностей, поэтому нефть обычно разделяют на фракции, окисление которых характерно для данного процесса [3.191]. Иными словами, моделирование разработки месторождений с закачкой воздуха невозможно без создания модели горения нефти и её компонентов. Эмпирическая псевдокомпонентная модель практична и применяется достаточно широко. В такой модели вводятся псевдокомпоненты и реакции группируются в классы. Однако, на данный момент нет единой общепринятой модели химических реакций [3.191].

За последние годы создано большое число моделей горения нефти: от самых простых, однокомпонентных с одной реакцией окисления, до более детальных [3.192], в которых

нефть разделяется на большее число псевдокомпонент с выделением реакций крекинга, низкотемпературного и высокотемпературного окисления [3.193]. Главный вопрос, возникающий при моделировании — насколько подробно надо описывать реакции окисления, чтобы учесть все основные закономерностей без чрезмерного усложнения вычислений. На данный момент наиболее распространено деление нефти на так называемые SARA фракции (по растворимости: парафины – Saturates, ароматические соединения – Aromatics, смолы – Resins, асфальтены – Asphaltenes). Однако, есть и модели, в которых нефть разделяется на тяжёлую (Heavy Oil), среднюю (Medium Oil), и лёгкую (Light Oil) фракции. [3.194]

Наиболее распространённая модель (Belgrave) [3.195] учитывает реакции низкотемпературного окисления (ЛТО), термолiza (thermal cracking), и высокотемпературного окисления (НТО). Эта модель имеет ограничения, т.к. в ней используются только два компонента нефти: мазуты и асфальтены. Модель была дополнена реакциями пиролиза, негативно-температурного градиента (NTG) и реакциями высокотемпературного окисления (НТО). Многие результаты показывают, что кокс является основным источником топлива [3.195–3.197]. Однако, модель, представленная Yang&Gates, также включает в себя реакции горения метана и газа [3.198].

В основе каждой модели реакций лежат экспериментальные данные исследования горения. Существует ряд лабораторных экспериментов для определения потенциала месторождения в качестве кандидата на применение метода внутрипластового горения, среди которых эксперимент по изучению окисления нефти при линейном повышении температуры в пористой среде под высоким давлением (HPRTO) и эксперимент в трубе горения (СТ) (Рис.3.8) [3.199].



Источник: [3.190]

Рисунок 3.9 — Экспериментальное оборудование для исследования процессов окисления, Лаборатория Сколтеха

Основными целями данных экспериментов является изучение кинетики соответствующих реакций на начальных стадиях закачки воздуха (HPRTO), а также получение параметров горения (СТ). Во время теста HPRTO раздробленный до фракции песка и насыщенный нефтью керновый материал нагревают с определённой скоростью в потоке воздуха. Параметры эксперимента могут варьироваться в зависимости от поставленной задачи. Результаты HPRTO позволяют получить общее понимание процесса окисления в широком диапазоне температур. При медленном нагреве можно идентифицировать реакции низкотемпературного окисления (реакции с присоединением кислорода) и рассчитать их кинетические параметры. Информация, полученная в ходе этого эксперимента не может быть получена в экспериментах на трубах горения, как так в последних инициация горения происходит посредством поднятия температуры в первых зонах кернодержателя, тем самым ускоряя процесс воспламенения. Реакции, полученные с помощью тестов HPRTO, могут быть непосредственно реализованы в численном моделировании процессов внутрипластового горения [3.200, 3.201]. Стоит отметить, что характеристики окисления нефти являются одними из самых важных показателей для принятия решения о применимости метода, в особенности кинетика воспламенения и переход от низкотемпературного к высокотемпературному интервалу окисления. В интервале отрицательного температурного градиента с ростом

температуры снижается реактивность нефти и кислорода воздуха, что мешает реакциям перейти в интервал высокотемпературного эффективного окисления. Это критично для горения тяжёлой нефти, мобилизация которой зависит от режима окисления, а именно, от того, в каком интервале окисления проходит процесс внутрипластового горения. Для тяжёлой нефти реакции высокотемпературного окисления доминируют при температурах выше интервала отрицательного температурного окисления. Эксперимент по окислению нефти при линейном изменении температуры в условиях высокого давления позволяет идентифицировать данный интервал. Данные, полученные в ходе экспериментов на трубах горения, в свою очередь, дают возможность анализа фронта горения, потребности в воздухе и топливе, состава газообразных продуктов, изменения состава нефти в результате теплового воздействия, температурных профилей и др. Информация по составу газа используется при опытно-промышленных испытаниях на месторождениях для определения температур, достигнутых в пласте, т.е. может служить так называемым термометром.

Последовательность тестов важна потому, что проблема перехода от лабораторного масштаба к полемому до сих пор не решена. Это связано со сложным характером процесса внутрипластового горения. В случае внутрипластового горения фронт химических реакций узок и для его захвата требуется очень высокое пространственное разрешение [3.201], что предполагает использование весьма серьёзных вычислительных мощностей и, как было отмечено ранее, может быть значительной проблемой. Полная модель месторождения, однако, позволяет подтвердить концепцию и сопоставить историю выработки за период производства перед пилотным проектом. Таким образом, экспериментальное и численное моделирование позволяют минимизировать неопределённости перед практической реализацией данной технологии.

Основными качествами симулятора необходимыми для моделирования и применимости в отрасли, являются производительность и функциональность. Симуляторы, которые потенциально могут использоваться для моделирова-

ния процесса внутрипластового горения: CMG GEM/STARS, Eclipse E500, Baker Hughes JewelSUITE, Stanford University GPRS, Midland Valley MOVE, Dasault System, UTHCHEM и Comsol.

Симулятор CMG STARS, разработанный в Калгари, является наиболее распространённым и широко применяется индустрией. CMG STARS (Computer Modelling Group Thermal Advanced Reservoir Simulator) [3.202] – это трёхфазный многокомпонентный коммерческий симулятор, который позволяет моделировать лабораторные и пилотные проекты, а также полевые масштабы таких процессов как внутрипластовое горение, гравитационный дренаж с применением пара (SAGD), циклическая закачка пара, электрический нагрев и т. д. Другими преимуществами являются параллельная масштабируемость, более высокая эффективность при использовании кластера с использованием разложения по областям и возможность управления сеткой (декартовой, цилиндрической или переменной глубины/переменной толщины).

Использование кинетических параметров, полученных на основе лабораторных экспериментов, в крупномасштабной численной модели без проведения коррекции не допустимо, так как при этом искажаются расчётные физические поля и показатели разработки из-за несоответствия масштабов. Поэтому при переходе к моделированию химических реакций на ячейках с размером, превышающим размеры фронта горения, требуется проводить корректировку и валидацию параметров моделей [3.203].

Один из подходов подразумевает построение секторной модели стандартного участка залежи, учитывающей применяемую систему разработки и геологическое строение объекта. Для того, чтобы можно было использовать экспериментальные параметры химических реакций, размеры ячеек модели не должны превышать нескольких метров. На данной секторной модели рассчитываются планируемые сценарии разработки с предполагаемыми расчётными параметрами (один вариант или несколько). Затем проводится ремасштабирование созданной «экспериментальной» мелкаячейстой секторной модели с блоками, размеры которых соответствуют планируемым в полномасштабной модели

объекта. Данной процедуре подвергаются только фильтрационно-ёмкостные параметры модели или, иными словами, крупноблочная секторная модель. Для ремасштабирования выбираются целевые функции, которые позволяют оценить степень расхождения расчётов по крупноблочной и мелкаячейстой моделям. Исходя из значений минимума или максимума этих функций можно определить максимальное сближение показателей разработки по рассматриваемым моделям с ячейками разных размеров. На основе анализа устойчивости крупноблочной модели можно выбрать теплофизические, химические и фильтрационно-ёмкостные параметры. Дальнейшее их изменение приводят к минимизации или максимизации целевых функций. Для крупноблочной модели необходимо произвести аналогичные мелкаячейстой модели расчёты, для тех же самых вариантов разработки. Многофакторный поиск по предварительно отобранным параметрам, пересчёт данных показателей разработки по крупноблочной модели позволяет провести минимизацию или максимизацию целевых функций, или, иными словами, решить задачу оптимизации. Она считается решённой, а ремасштабирование успешным, в случае достижения установленного порогового значения целевой функции, если при этом удовлетворяются требования специалиста [3.203].

3.3 Применение перспективных методов разработки на примере месторождений Баженовской свиты ⁸

3.3.1 Настоящее и будущее трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов

Современным трендом в области восполнения ресурсов углеводородного сырья, вне сомнения, становится смещение акцентов от поиска «легкоизвлекаемых» запасов в сторону обеспечения рентабельности разработки «трудноизвлекаемых». Такая ситуация является вполне закономерной ввиду ухудшения качества ресурсной базы при растущем спросе на энергоносители, что способствует развитию технологий стимуляции притока в скважинах. Влияние этого тренда ощущается по всему миру, в том числе и в России. Вопреки мрачным прогнозам, агентство Bloomberg, констатирует, что суточная добыча нефти в РФ продолжает расти и вплотную приближается к советскому рекорду 1987 года в 11,4 млн. баррелей в сутки, а в 2018 году имеются все шансы превзойти этот уровень [3.204]. Такие результаты обусловлены не только вводом новых месторождений, но и во многом обязаны совершенствованию методов добычи.

Передовые технологии стимуляции притока в скважинах не только помогают значительно улучшить фильтрационные свойства пород, но и могут сформировать их «с нуля» в геологических телах, которые в естественных условиях залегания практически непроницаемы для пластовых флюидов. Пожалуй, наиболее ярким примером является разработка сланцевых формаций в США, которые в своём исходном состоянии проницаемости практически не имеют, но после стимуляции посредством многостадийных гидравлических

разрывов пласта в горизонтальных скважинах (МГРП ГС) обеспечивают рентабельные дебиты нефти и газа. 20 октября 2016 года то же агентство Bloomberg выпустило статью под названием «Chesapeake осуществила свой обещанный «проппагеддон»», в которой приведён яркий пример, характеризующий возможности современных технологий по созданию искусственного коллектора в пласте [3.205]. В статье речь идёт об одном из лидеров сланцевой индустрии США компании Chesapeake Energy, которая осуществила супергигантский ГРП на газоносных сланцах Haynesville. Эта история получила развитие в сентябре 2016 года, когда Chesapeake на этих же сланцах провела ГРП с объёмом песка в 14 тыс. тонн, после чего представители компании заявили, что на этом не остановятся. В середине октября 2016 года вице-президент Chesapeake Джейсон Пиготт объявил, что компания поставила абсолютный рекорд — в газовую скважину с длиной горизонтального ствола ~3 км закачано 25 тыс. тонн песка! Таких объёмов закачки расклинивающего агента (проппанта) не достигал никто за всю историю американского сланцевого бума, отмечает Bloomberg. Именно это в Chesapeake Energy назвали «проппагеддоном», объединив два слова «проппант» и «Армагеддон» в одно. По словам самого Пиготта в результате проведённых работ продуктивность скважины выросла на 70%. Вообще говоря, увеличение длины горизонтального ствола и объёмов проппанта является актуальным трендом в разработке сланцевых формаций в США. По сравнению с 2014 годом среднее количество расклинивающего агента удвоилось, а длина горизонтальных секций выросла на 50%. По-видимому, таким образом американские сланцевые компании пытаются выживать в условиях низких цен на углеводородное сырьё.

Если рассмотреть процесс добычи углеводородов (УВ) с применением техногенной стимуляции с общих позиций, то весь производственный цикл можно ассоциировать с работой завода или фабрики, где сырьём является пласт, его стимуляция играет роль технологической линии по подготовке сырья к обработке, а конечным продуктом являются пластовые УВ. Благодаря научно-техническому прогрессу в

⁸ Алексеев А. (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Жуков В. (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Стрижнев К. (ООО «Газпромнефть -Ангара»),
Черевко С. (ООО «Газпромнефть -Хантос»)

области создания искусственной проницаемости требования к «сырью» значительно снизились, а роль «технологической линии» по его подготовке существенно возросла. В случае несоответствия «сырья» параметрам «технологической линии» выпуск конечного продукта будет ограничен или вовсе невозможен.

Традиционно изучение залежей нефти ограничивается определением стандартных геологических параметров, которые принято называть подсчётными (эффективная толщина, пористость, проницаемость, коэффициент нефтегазонасыщенности, площадь и т.д.), но их явно недостаточно, чтобы охарактеризовать возможности разработки с применением передовых современных технологий. Другими словами, в настоящее время не существует общепринятых подходов, позволяющие изучить содержащий УВ пласт как «сырьё» для стимуляции притоков. Например, песчаники мощностью 2 метра, с пористостью в 12%, проницаемостью 0,2 мД в обычном смысле мало перспективны для разработки, но если они расположены в чисто нефтяной зоне залежи, ограничены надёжными барьерами от ближайших водоносных горизонтов и выдержаны по площади, то их разработка при помощи МГРП ГС может показать весьма впечатляющие результаты.

Программу исследований объектов с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами необходимо организовывать таким образом, чтобы характеризовать их не только с позиций оценки геологических запасов, но и определить параметры, контролирующие восприимчивость к современным технологиям стимуляции пласта. Перед специалистами встаёт абсолютно новая задача в планировании, строительстве и управлении «технологическими линиями фабрики в пласте», чтобы обрабатываемое ими «сырьё» обеспечивало рентабельный выпуск продукции. Особенно эти вопросы актуальны для разработки ресурсов УВ содержащихся в отложениях, которые принято называть «сланцевыми формациями». Их главное отличие от традиционных объектов разработки заключается не только в почти полном отсутствии естественной проницаемости, но и в многообразии

ресурсного потенциала, который может быть представлен газообразными, жидкими и твёрдыми углеводородами, а также твёрдым органическим веществом (керогеном), не реализовавшим свой генерационный потенциал. В этой связи «фабрики в пласте» могут отличаться типом «потребляемого сырья» и технологиями его подготовки для целей добычи УВ.

Сегодня добывающие компании нацелены на извлечение УВ при помощи ГС с МГРП, то есть строят «фабрики коллектора в пласте», которые производят (добывают) нефть или газ, образованные естественным образом. В смысле извлечения лёгких природных УВ трудноизвлекаемые и нетрадиционные объекты очень похожи. В обоих случаях главная задача состоит в увеличении проницаемости пласта путём техногенной стимуляции, но в будущем их пути разойдутся. Нетрадиционные объекты гораздо более требовательны к густоте сети трещин и их эффективная разработка возможна только при условии создания стимулированного объёма, а не серии планарных трещин [3.206]. Кроме этого, в нетрадиционных объектах, привязанных к высокоуглеродистым формациям, значительная часть подвижной лёгкой нефти сорбирована более тяжёлыми УВ и твёрдым органическим веществом (керогеном). Такую нефть можно вовлечь в разработку только если каким-то образом преодолеть действие сил, удерживающих лёгкие УВ на поверхности и внутри органических компонент породы.

Ещё одним важным отличием является то, что при полном извлечении нефти разработка трудноизвлекаемых объектов завершится, а у нетрадиционных останется значительный резерв. Нетрадиционные объекты, главным образом высокоуглеродистые породы, кроме газа и лёгкой нефти имеют огромный добычный потенциал, связанный с твёрдыми углеводородами и органическим веществом (керогеном). В этом случае на смену «фабрикам коллектора в пласте» придут «фабрики по производству искусственных УВ в пласте», которые станут перерабатывать тяжёлые УВ и кероген в синтетические нефть или газ.

В пользу обозначенного выше пути развития технологий свидетельствует реальная активность добывающих компа-

ний по добыче «сланцевых» УВ и опытно–промышленные работы (ОПР) крупных мировых компаний, направленные на оценку возможности внутрипластового синтеза нефти из керогена [3.207]. Таким образом, при текущем уровне развития технологий разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных УВ ставит схожие задачи, методы решения которых можно заключить в собирательный термин «фабрика коллектора в пласте».

3.3.2 Баженовская свита: новые подходы к разработке

Ярким примером высокотехнологичных скважин в Западной Сибири, идейно наиболее близким к «фабрике коллектора в пласте» являются горизонтальные скважины с МГРП, построенные на баженовской свите, которая является самой большой сланцевой формацией в мире. При средней толщине в 30–40 м она распространена на площади около 1 млн. 200 тыс. кв. км. Баженовскую свиту принято считать аналогом сланцевых формаций в США, для которых пока ещё не подобран ключ к разработке. В отличие от американских сланцев, баженовская свита, в ряде случаев, характеризуется весьма значительными притоками нефти, полученными в вертикальных скважинах без применения каких-либо способов стимуляции. Это обстоятельство до сих пор определяет основной вектор в её изучении – почти вся сила отечественной научной мысли сосредоточена на разработке методик поиска в ней высокопродуктивных зон. При этом вопросам изучения эффективности техногенного воздействия на породы баженовской свиты с целью интенсификации притоков до недавнего времени уделялось недостаточно внимания, исследования велись по остаточному принципу.

Интересен опыт компании ПАО «Газпром нефть», которая стала активно заниматься опытно–промышленной разработкой баженовской свиты в 2013 году. На первых стадиях реализации проектов ОПР изучение шло по типичному сце-

нарию. В первой же скважине, пробуренной на Пальяновской площади Красноленинского месторождения, из баженовско–абалакского комплекса (БАК) получен фонтанирующий приток нефти в 80 т/сутки и последующие программы геологоразведочных работ (ГРП) были нацелены на выявление высокопродуктивных зон методами сейсморазведки и потенциальных полей путём грави– и магниторазведки. После получения первых результатов площадных прогнозов в наиболее перспективных зонах пробурено ещё пять новых наклонно–направленных скважин, а затем ещё две пологие скважины с зенитными углами около 70 градусов, с отбором керна и расширенным комплексом геофизических исследований. Во всех скважинах получен приток, но ни в одной из них подобного уровня дебитов достичь не удалось даже после ГРП. Более того, не удалось получить хоть сколько–нибудь близких результатов и на следующих проектах ОПР, которые были инициированы на других площадях.

После проведённых достаточно масштабных работ пришло осознание, что фокусировка исключительно на поиске высокопродуктивных зон ведёт в тупик. На баженовскую свиту возлагаются большие надежды по поддержанию объёмов добычи нефти в Западной Сибири. Если даже удастся разработать самую совершенную технологию поиска, то несколько скважин пробуренных в высокопродуктивных зонах баженовской свиты ничего принципиально не изменят, так как не смогут обеспечить её масштабную разработку. Между тем, баженовская свита вполне подходит для этой роли, она по всему разрезу и почти на всей своей огромной площади залегания содержит лёгкую нефть, а свободная пластовая вода в ней практически отсутствует [3.207].

В 2015 году в компании «Газпром нефть» произошёл «идеологический разворот» по отношению к баженовской свите, который способствовал смене принципов её освоения. На смену идее поиска высокопродуктивных зон пришла целая философия создания искусственного коллектора, в рамках которой нефтесодержащие отложения стали изучаться как «сырьё» для самых современных способов стимуляции притоков при помощи ГС с МГРП. Такой кардинальный переход

потребовал принципиально новых подходов в изучении баженовской свиты, которые стали развиваться в широком кругу специалистов Компании, её дочерних обществ, консорциума научных организаций с привлечением сторонних сервисных компаний. В первую очередь предстояло определить главное свойство, которое контролирует продуктивность пласта в условиях искусственно созданной проницаемости. Теоретически технологии стимуляции могут развиваться до такого уровня, что позволят создавать искусственную проницаемость сколь угодно высокой величины в любых геологических условиях, но техническая возможность сделать пласт высокопроницаемым вовсе не означает, что из него можно будет добыть нефть. Для этого объект стимуляции должен её содержать, и она должна иметь возможность перемещаться по системе искусственных трещин, т.е. быть подвижной в условиях наведённой проницаемости и технически достижимого перепада давлений (депрессии в скважине). Само понятие подвижности пластовой жидкости до сих пор строго не определено, но относительно способности лёгких углеводородов баженовской свиты перемещаться под действием перепада давления в условиях искусственной проницаемости есть важное обстоятельство, которое значительно ограничивает объёмы, вовлекаемые в разработку.

Легкие нефтяные УВ могут удерживаться в связанном состоянии как органическими, так и минеральными компонентами породы. Адсорбция нефти на поверхностях минеральных зёрен породы является обычным явлением, с которым сталкиваются при разработке традиционных месторождений. Касательно сорбции лёгких УВ более тяжёлыми и керогеном, то это – характерная особенность нефтематеринских пород [3.208]. Таким образом, подвижные УВ прежде всего должны быть несвязанными (свободными) и обладать положительной мобильностью (мобильность – отношение проницаемости пласта к вязкости фильтрующейся жидкости) в условиях естественной и наведённой ГРП проницаемости. При этом подвижные УВ могут содержаться, как в сообщающихся, так и в изолированных или слабосвязанных пустотах. Формальные критерии, позволяющие оценить их объём опи-

саны в статье [3.207].

Доля подвижных УВ является фундаментальным свойством пласта, не зависящим от техногенных факторов (таких как конфигурация простимулированной зоны). Этот параметр отвечает за объём, который можно потенциально вовлечь в разработку в условиях идеальной стимуляции пласта, но он никак не характеризует условия, в которых предстоит работать. Возможности по созданию искусственной проницаемости обусловлены свойствами другой природы, определяющими восприимчивость пород, слагающих пласт, к данному типу техногенного воздействия. Для соляно-кислотной обработки важно количество карбонатного материала и характер его распределения в пласте, для технологии ГРП – геомеханические характеристики пласта, от которых зависит геометрия простимулированной зоны, то есть эффективность охвата объёма породы, содержащего подвижные УВ. Теоретически можно представить ситуацию, когда наибольшая эффективность стимуляции будет достигаться при инициации из интервала, в котором вообще нет подвижных запасов, или он находится вне границ объекта разработки. Следовательно, в случае стимуляции при помощи ГРП геомеханические параметры также являются независимыми фундаментальными характеристиками пласта, которые необходимо изучать.

Чтобы охарактеризовать нефтесодержащий пласт как «сырьё» для добычи нефти при помощи ГРП согласно принципам «фабрики в пласте» необходимо построить профили подвижности пластовых УВ и минимальных горизонтальных напряжений (или хрупкости) [3.207]. Интервалы с подвижными УВ в области пониженных горизонтальных напряжений (повышенной хрупкости) являются основными объектами, наиболее восприимчивыми к стимуляции при помощи ГРП.

Разработанные подходы к оценке перспективности нефтесодержащего разреза несколько отличаются от общепринятых. По этой причине, чтобы максимально интегрировать их в действующие нормативные документы, регламентирующие подсчёт запасов и разработку месторождений УВ, предложен дифференцированный метод, который внедрён

как корпоративный стандарт компании «Газпром нефть» по работе с нетрадиционными объектами. Суть его состоит в следующем. По отношению к любой технологии стимуляции притоков в скважинах можно выделить, как минимум, три типа пород: естественные коллекторы (ЕК), технологически стимулируемые породы (ТСП), технологически нестимулируемые породы (ТНП). Естественные коллекторы способны отдавать пластовый флюид без стимуляции, при этом величина их продуктивности в данном случае не имеет значения. Технологически стимулируемые породы могут отдавать пластовый флюид только после стимуляции. Технологически нестимулируемые породы не восприимчивы к выбранному виду технологического воздействия, и пластовый флюид не отдадут ни до, ни после стимуляции. Очевидно, что за таким делением должны стоять формализованные критерии, позволяющие один тип пород отделять от другого. Большинство из них изложено в статье [3.207].

Таким образом, эффект от стимуляции пласта определяется не только чисто технологическими параметрами, но и фундаментальными характеристиками слагающих его пород. Эти характеристики необходимо изучать. Для формирования искусственной проницаемости в пласте методом ГРП (т.е. «фабрики коллектора в пласте»), такими характеристиками являются объём подвижных УВ и геомеханические параметры. Известный в какой-либо локации профиль напряжений и распределение интервалов с подвижными запасами, вовсе не означает, что похожие характеристики обнаружатся на некотором удалении. В условиях разработки при помощи ГС с МГРП для проводки горизонтальных стволов необходим инструмент прогнозирования разреза между опорными скважинами. В этой связи третьим «столпом» идеологии «фабрики коллектора в пласте» предложено считать геологический концепт, который характеризует законы вертикальной и латеральной изменчивости разреза, исходя из условий его формирования и тектонического развития территории.

Геологический концепт представляет собой удобный инструмент, при помощи которого осуществляется планирова-

ние горизонтальных скважин и разработки месторождения в целом. В его рамках несколько видоизменяется роль площадных методов прогноза, результаты которых не только служат для ранжирования территорий по продуктивности в условиях техногенного вмешательства, но и обеспечивают решение сугубо технических задач, связанных с проводкой горизонтальных стволов. В существующих условиях, когда передовые высокотехнологичные приборы каротажа во время бурения не доступны в виду санкционных ограничений, роль надёжных геологических представлений о латеральной и вертикальной изменчивости формализованных в виде геологического концепта значительно возрастает.

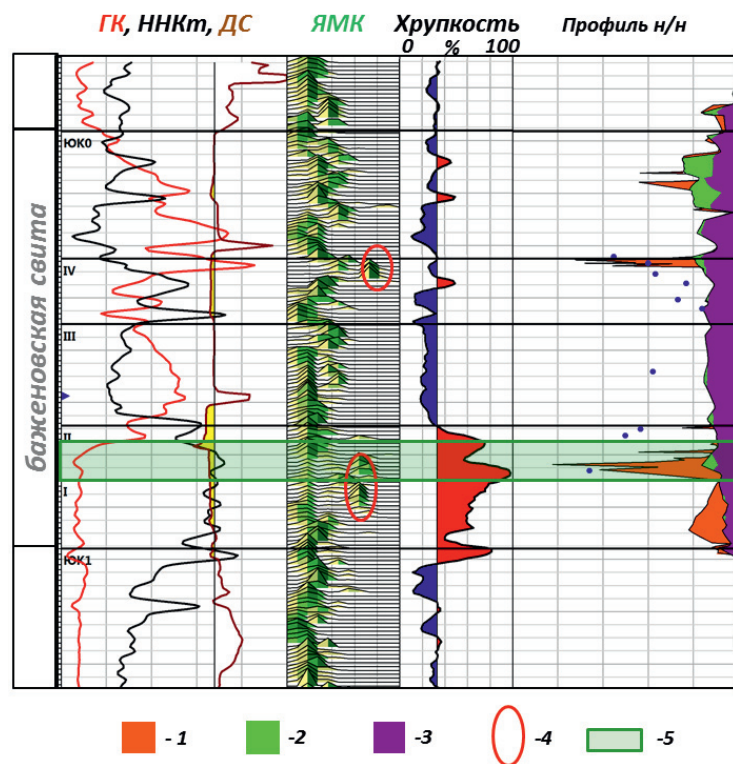
3.3.3 Опыт применения новых подходов к разработке Баженовской свиты

Применение на практике нового типа мышления в идеологии «фабрика коллектора в пласте» уже принесло первые плоды. На Пальяновской площади две горизонтальные скважины с девятью стадиями ГРП показали промышленный приток нефти из баженовской свиты. Примечательно, что одна из скважин, согласно площадным прогнозам, выполненным в логике традиционных подходов, пробурена в неперспективной зоне. При этом, в рамках новой идеологии, благодаря которой перспективная зона нефтеносности значительно расширилась, её результативность абсолютно закономерна. В этом нетрудно убедиться, если несколько углубиться в детали.

Как уже отмечалось выше, в 2013 году на Пальяновской площади Краснотенского месторождения из баженовско-абалакского комплекса получен фонтанирующий приток нефти в 80 т/сутки. После этого был сделан прогноз высокопродуктивных зон с помощью различных технологий обработки данных сейсморазведки в трёх измерениях. По его результатам наибольшие перспективы связаны с разломными зонами, сосредоточенными в районах выступа доюр-

ского комплекса, а депрессионная часть, приуроченная к его погруженным участкам, является неперспективной. Пробуренные в рамках ОПР скважины с отбором керна и расширенным комплексом геофизических исследований (ГИС) при помощи новых методик позволили выделить интервалы с подвижной нефтью и обеспечили возможность построения надёжных геомеханических моделей.

На Рис. 3.10 представлен планшет по одной из таких скважин, на котором приведены кривые ГИС, профили баженовской свиты Пальяновской площади по относительной хрупкости и нефтенасыщенному объёму, дифференцированному по степени подвижности лёгкой нефти. Следует обратить внимание на прослой пачки II, в котором выявлен максимальный объём подвижной нефти и наибольшая относительная хрупкость в разрезе.



Источник [3.209]

Рисунок 3.10 – Планшет для анализа разреза с целью обоснования интервалов перфорации, мест инициации ГРП и проводки горизонтального ствола: 1 – лёгкая подвижная нефть связанных пустот; 2 – лёгкая подвижная нефть изолированных (либо слабосвязанных) пустот; 3 – связанная лёгкая нефть; 4 – свободные УВ по данным ЯМК; римскими цифрами обозначен номер пачки; синими точками показаны определения пористости по керну, полученные по стандартной методике; 5 – интервал радиоларита.

Наибольшей эффективности стимуляции можно достичь, если провести ствол горизонтальной скважины по интервалам с подвижными запасами, наиболее благоприятным с позиции охвата трещинами ГРП. Для этого необходимо иметь представления о вертикальной и латеральной изменчивости всего пласта, от которой зависит выдержанность каждого отдельного прослоя по толщине и площади. Можно проводить разведку при помощи дорогостоящих приборов каротажа во время бурения, а можно руководствоваться положениями геологического концепта, который описывает законы вертикальной и латеральной изменчивости. В последнем случае при проводке горизонтального ствола можно использовать надёжные и выдержанные реперные границы, которые характеризуются контрастным обликом в полях стандартных методов геонавигации: гамма-каротажа и удельных электрических сопротивлений. Вариант с использованием геологического концепта со всех позиций является более рациональным, но требует определённой проработки и знания геологической структуры объекта интереса.

Накопление отложений баженовского горизонта в пределах Краснотенского свода происходило в обширном эпиконтинентальном морском бассейне на глубинах ниже глубин волнового воздействия, преимущественно в анаэробной обстановке. Осадконакопление отличалось крайне низкими скоростями и не компенсировало прогибание бассейна, в котором биогенная седиментация преобладала над терригенной. Эти обстоятельства определили высокую лате-

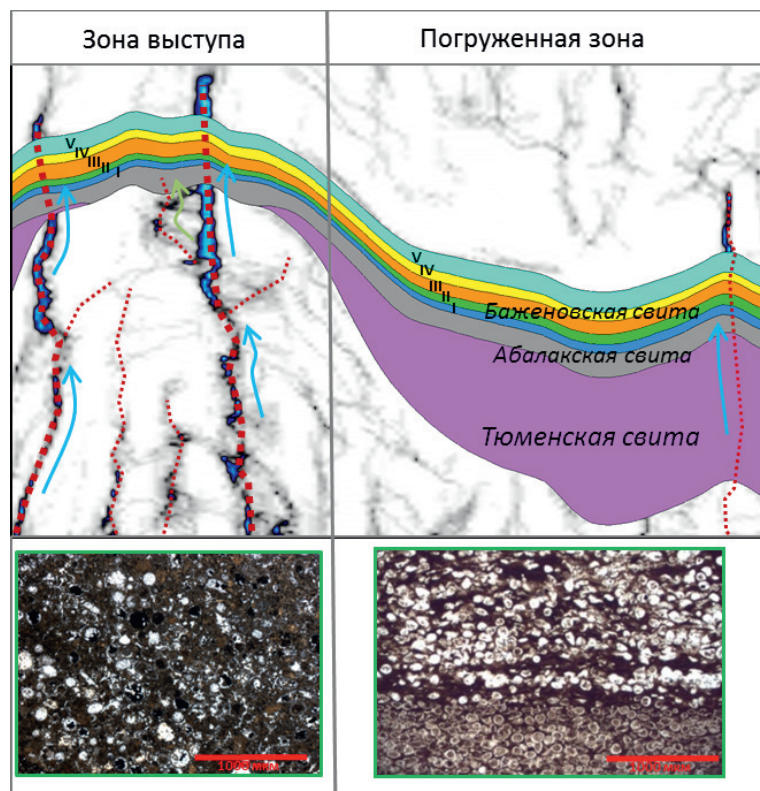
ральную выдержанность толщи в целом. Границы циклитов баженовского горизонта довольно чёткие, сформированные в условиях смены фонового терригенно–биогенного осадконакопления на чисто биогенное. Биогенные слои отвечают периодам проникновения холодных, насыщенных кислородом арктических вод в баженовский бассейн седиментации, что приводило к вспышкам биопродуктивности зоопланктона, скелетные останки которого образовывали выдержанные на большой площади прослои [3.210].

Таким образом, из анализа условий осадконакопления можно сделать вывод, что в пределах отдельно взятой локальной площади, такой как Пальяновская, основным фактором, контролирующим латеральную изменчивость отложений баженовской свиты на стадии седиментогенеза, мог быть только палеорельеф дна бассейна. В погруженных частях осадка скапливалось больше – в приподнятых меньше, а в остальном отложения характеризуются незначительной изменчивостью. Другими словами, на территории исследований условия седиментации баженовской свиты обеспечили строгую последовательность залегания выдержанных по площади слоёв, толщина которых контролируется палеорельефом, а в остальном решающая роль в формировании вертикальной и латеральной изменчивости принадлежит наложенным вторичным процессам.

Особенностью Пальяновской площади является то, что очаги вторичных преобразований в баженовской свите связаны с влиянием гидротермально–метасоматических преобразований и тяготеют к выступам доюрского комплекса, который имеет дизъюнктивно–блоковое строение [3.211]. Благодаря влиянию наложенных процессов, породы одного и того же стратиграфического уровня баженовской свиты над выступами доюрского комплекса и в погруженных частях могут иметь различный тип пустотного пространства и его величину, а также характеризоваться разным литологическим составом.

На Рис. 3.11 показана основная идея геологического концепта баженовской свиты Пальяновской площади Краснотенинского месторождения. В качестве примера для иллю-

страции влияния наложенных процессов взят один и тот же слой пачки II (см. Рис. 3.10) представленный силицитом с различными типами цемента. В зоне выступа фундамента он подвергнут вторичным преобразованиям, связанным с его частичной карбонатизацией и/или фосфоритизацией, а в погруженных участках он сохранил первичную (реликтовую) радиоляриевую структуру. В обоих случаях исходным осадком являлся радиолярит, почти целиком состоящий из скелетных остатков зоопланктона – радиолярий, которые имеют кремниевый скелет. На Рис. 3.10 именно радиоляритовому прослою соответствует самое высокое содержание подвижных УВ и самая высокая хрупкость в разрезе.



Источник [3.209]

Рисунок 3.11 – Иллюстрация геологического концепта на сейсмическом разрезе, построенного по технологии ант-трекинг

Вторичные наложенные процессы могут способствовать как улучшению, так и ухудшению фильтрационно–ёмкостных свойств. Для данной площади вторичная карбонатизация и фосфоритизация в зоне выступов доюрского комплекса совместно с активным тектоническим развитием территории способствовали формированию улучшенных коллекторских свойств БАК, которые в ряде случаев позволяют достичь высоких дебитов без всякой стимуляции, как это случилось в первой же скважине ОПР в 2013 году. Тем не менее, последующее бурение пяти наклонно–направлен-

ных и двух пологих скважин показало, что для этой зоны результат первой скважины скорее случайность, чем закономерность, так как даже ГРП не смог исправить ситуацию. Подобное несоответствие ожиданиям можно было бы объяснить, недостаточно надёжным прогнозом очагов вторичных преобразований, но изучение отобранного керна показало, что скважины действительно пробурены в зонах активных гидротермально–метасоматических преобразований. Таким образом, можно заключить, что при заложении скважин ОПР были учтены не все факторы, влияющие на продуктивность баженовской свиты, и что текущий уровень достоверности площадных прогнозов недостаточен для тиражирования положительного опыта с целью организации коммерчески успешной добычи.

В сложившейся ситуации организация разработки баженовского горизонта согласно идеологии «фабрика коллектора в пласте» может гарантировать более высокий и стабильный результат, так как опирается на характеристики пласта, которые возможно достоверно измерить и спрогнозировать уже сегодня. В этой концепции основная ответственность за обеспечение уровня добычи перекладывается с технологий поиска высокопродуктивных зон на организацию эффективной работы «технологической линии по подготовке сырья», то есть на техногенную стимуляцию пласта. Опыт строительства тысяч горизонтальных скважин с многостадийными ГРП в США показал, что при современном уровне технологий строительства скважин и их освоения «фабрика коллектора в пласте» имеет высокий шанс на успех. Для широкомасштабной разработки баженовской свиты развитие технологий стимуляции притока намного важнее, чем совершенствование технологий поиска высокопродуктивных зон. Действительно, площадь этих зон несоизмерима меньшей, потенциально нефтеносной, при условии создания искусственной проницаемости.

В нашей стране пока не накоплен опыт строительства высокотехнологичных скважин, при помощи которых добывают «сланцевую нефть» в США, поэтому в текущей ситуации наиболее правильным первым шагом стало бы опробование

зарекомендовавших себя за рубежом технологий. С этой целью на Пальяновской площади в зоне выступа доюрского фундамента, которую принято считать наиболее перспективной, пробурена первая горизонтальная скважина длиной 1000 м с девятью стадиями ГРП, проведёнными по технологии Slick Water, при которой с большими расходами (не менее 12 м³/мин, при стандартном ГРП ~3,5 м³/мин) в пласт закачивается обычная вода с расклинивающим агентом (проппантом) и понизителем трения. Новая скважина показала хороший результат, хотя и несколько ниже ожиданий. Возможно, это вызвано тем, что некоторая часть горизонтального ствола попала в зону влияния исторической разработки. Гидродинамические исследования подтвердили пониженные пластовые давления в интервале двух стадий, находящихся в непосредственной близости к пересечённому скважиной разлому. При разработке традиционных пластов зоны выработки запасов имеют преимущественно концентрические формы, здесь же оказалось, что они могут значительно вытягиваться вдоль разломов. Спрогнозировать это при заложении скважины было невозможно.

Конечно же, результаты бурения одной скважины не могут свидетельствовать о некой системности и готовности к тиражированию результата. С этой целью нужно построить и опробовать, как минимум, несколько скважин в идентичных геологических условиях и провести стимуляцию по одной и той же технологии. Уникальность таких скважин, отсутствие конкуренции на рынке подрядчиков, ограничения доступа к западным технологиям из-за санкций – все это делает подобные скважины очень дорогостоящими, поэтому до статистически представительного результата ещё далеко. Но все же, в качестве доказательства справедливости основных положений новой концепции изучения и разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных УВ названной «фабрикой коллектора в пласте» можно привести ещё один убедительный пример.

В соответствие с изложенным геологическим концептом очевидна перспективность погруженной зоны баженовской свиты Пальяновской площади, для которой характерны:

- увеличенная мощность разреза, в том числе радиоляритового слоя, с максимальной концентрацией подвижных УВ;
- повышенная ёмкость, обусловленная сохранённой реликтовой пористостью радиоляритов;
- отсутствие разломов, и, как следствие хорошая прослеживаемость разреза по площади;
- отсутствие влияния исторической разработки.

Но в логике традиционных подходов это абсолютно бесперспективная зона так как:

- результаты бурения разведочных скважин не показали хоть сколько-нибудь значимых естественных дебитов из баженовской свиты;
- ни один из результатов площадного прогноза посредством различных методов не охарактеризовал эту зону в качестве перспективной;
- опыт разработки баженовской свиты на других месторождениях свидетельствует о более низкой перспективности погруженных зон.

Увеличенная мощность разреза и поровый характер пустотного пространства радиоляритового слоя (в зоне выступа фундамента он в результате вторичной проработки преимущественно трещинно-каверновый), позволяют предположить более высокую плотность запасов погруженной зоны, а значит её большую перспективность для разработки. Кроме этого, её изучение представляет стратегический интерес, так как позволяет значительно расширить перспективную площадь вплоть до самых лицензионных границ Пальяновской площади. Однозначно, традиционными способами разработки эту нефть не взять.

С целью выяснения перспектив разработки более погруженных зон баженовской свиты на Пальяновской площади пробурена вторая горизонтальная скважина, длина которой составила те же 1000 метров. Эта скважина имеет девять стадий ГРП и является первой скважиной в России, по своим параметрам максимально приближенной к скважинам, при

помощи которых добывают сланцевую нефть в США [3.212]. В ней проведено цементирование с вращением горизонтального хвостовика длиной 1000м, выполнена стимуляция по технологии plug&perf при помощи гибридного ГРП с высокими скоростями закачки технологической жидкости. Новая скважина, построенная согласно принципам «фабрики коллектора в пласте» в зоне, считавшейся до этого времени неперспективной, дала фонтанирующий приток нефти со стартовым дебитом 45 тонн/сутки! Полученный результат даже несколько превысил ожидания, так как достигнутый дебит планировалось получить при более низком забойном давлении при условии механизированной эксплуатации.

В описанных выше примерах никак не затронуты технологические аспекты создания искусственного коллектора, которые, вне всяких сомнений, чрезвычайно важны. Проведённое изучение баженовской свиты оставило практически без внимания вопросы совместимости технологических жидкостей и расклинивающих агентов (проппантов) с породой, а также влияние основных параметров дизайна ГРП (скорости закачки; объёмов несущей жидкости и её реологии; объёма, типа и размера расклинивающего агента) на его эффективность. По этой причине в настоящее время нет возможности провести тонкую настройку «фабрики коллектора в баженовской свите» с учётом её уникальных особенностей в том или ином районе Западной Сибири. Нужно понимать, что эта задача не ограничивается только лишь «расходными материалами» (химия, проппанты, колонны, хвостовики, подвески, пробки) и оборудованием (флот ГРП, ГНКТ). Есть острая потребность в надёжных инструментах моделирования ГРП и средствах контроля параметров простимулированного объёма. Для этой цели компания «Газпром нефть» совместно с МФТИ разрабатывает симулятор ГРП [3.213], и проводит большую работу по организации исследований мониторинга параметров стимулированной зоны и повышения эффективности ГРП. Указанные работы находятся в начальной стадии реализации, поэтому вопросы обоснования оптимальных характеристик ГРП пока остаются за рамками настоящей статьи.

В кругу специалистов и интересующихся обывателей тематика «сланцевой революции в России» всегда вызывает бурные дискуссии. Как оптимисты, так и пессимисты задаются вопросом, который, по мнению большинства, является главным: «Сколько должно пройти ещё лет, чтобы в России свершилась сланцевая революция?» Материалы настоящего раздела, по мнению авторов, наглядно показывают, что актуальные вопросы вовлечения в разработку потенциала главной сланцевой формации России – баженовской свиты, далеко не измеряются только количеством затраченных на её изучение лет. Времени с момента получения первых притоков в конце 1960-х прошло достаточно. Гораздо более точно обозначенную проблематику характеризуют нерешённые задачи, о постановке которых ещё несколько лет назад исследователи даже не задумывались. Главный вопрос, как себя поведут современные (и очень дорогие) технологии стимуляции пласта в геологических условиях баженовской свиты, ещё ждёт своего ответа. Число нерешённых задач следует соотнести с количеством новых высокотехнологичных скважин, которые предстоит построить для их решения, а также с объёмом денежных средств, который необходимо вложить в опытно-промышленные работы. Только в этом случае можно оценить требуемое время, являющееся производной величиной от масштаба и успешности проводимых опытно-промышленных работ.

4. Технологии «Больших Данных» в нефтегазовой индустрии

4.1 «Большие Данные» в нефтедобыче ⁹

Технологии «Больших Данных» (Big Data) в последние три года стали трендом развития практически всех отраслей промышленности, а также торгового и финансового секторов. Высший менеджмент крупнейших предприятий воспринимает «когнитивные технологии» и «Большие Данные» как ключ к решению широкого круга проблем на своих предприятиях, о чём регулярно сообщается в публичных выступлениях руководителей высшего звена. На самом деле, ожидания во многом оправданы, и это связано с быстрым прогрессом IT индустрии во всех компонентах «Больших Данных». Развиваются оперативные системы сбора и хранения информации различного типа. Многопетабайтные облачные хранилища – уже реальность. Направление поддерживается развитием сенсоров и интернета вещей. Развиваются системы многоуровневой безопасности и платформенные решения по работе с данными, реализованные в разных концепциях в зависимости от запросов собственника данных:

- IaaS – infrastructure as a service, когда владельцу данных физически или через облачный интерфейс передаётся доступ к высокопроизводительному кластеру и хранилищу данных, т.е. к железу;
- PaaS – platform as a service, когда в облако можно интегрировать различное ПО от владельца данных для работы с этими данными;
- SaaS – software as a service, когда помимо облачного

хранилища, владельцу данных предоставляется готовый набор инструментов для обработки информации;

- и другие. Развиваются системы визуализации многомерных массивов информации, доступные как в виде коммерческого ПО, так и в виде свободно распространяемых инструментов с функционалом, который постоянно пополняется продвинутыми пользователями.

Но, пожалуй, самый впечатляющий скачок произошёл в области машинного обучения или интеллектуального анализа данных. Эта область науки – часть программы исследований в области искусственного интеллекта – направлена на развитие методов извлечения закономерностей и знаний из данных. Предполагается, что зависимости в данных априори неизвестны, нетривиальны, практически полезны, доступны для интерпретации и необходимы для принятия решений. Фундамент машинного обучения был заложен ещё в 50-х годах прошлого столетия, но взрывное развитие в применении к практическим задачам интеллектуальный анализ данных получил только во второй декаде XXI века, когда объёмы так называемых «обучающих выборок» и смекалка учёных, предложивших алгоритмы глубокого обучения сошлись воедино. Другими словами, компьютерные программы, в которых априори не заложены законы, описывающие поведение той или иной системы (процесса) стали анализировать реальные входные и выходные данные, записываемые по ходу функционирования системы и восстанавливать управляющие закономерности самостоятельно. Так появились системы, заранее предсказывающие выход оборудования из строя, программы для распознавания образов на изображениях, персонализированные системы управления предложениями в интернет-магазинах и т.д.

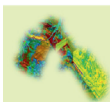
Сектор разведки и добычи нефтегазовой отрасли является одним из наиболее рискованных с точки зрения принятия капиталоемких решений по проведению разведочных работ и выбору системы разработки того или иного месторождения. Это связано с высоким уровнем неопределённости геологической информации, что, в свою очередь, обусловлено физическими ограничениями технологий сейсморазведки.

⁹ Коротеев Д. (Сколтех)

Проще говоря, если в прискважинной зоне информация о структуре и особенностях углеводородных пластов достаточно полна, то вдали от скважин фильтрационно–ёмкостные характеристики пластов и реальный потенциал добычи из них достоверно не известны. При этом, по объёму геолого–технологических, логистических, финансовых и других данных, генерируемых в единицу времени, сектор разведки и добычи может конкурировать с другими отраслями промышленности.

В конце XIX – начале XX века разработка нефтегазовых месторождений была организована по принципу «разбуриваем рядом с успешной скважиной». Подобное «ковровое» разбуривание происходило до тех пор, пока очередная скважина не оказывалась сухой или переставала выдавать достаточное количество нефти. Таким образом формировались оконтуренные области со средним расстоянием между скважинами в пару десятков метров. Решения по проекту разработки принимались сугубо на основе эмпирических знаний. Использование данных сводилось к бинарному анализу «есть нефть/нет нефти» в соседних скважинах. Вне всякого сомнения, такой подход не обеспечивал оптимального коэффициента извлечения нефти, т.к. большинство скважин быстро истощались или обводнялись. Пластовое давление быстро падало и дебит флюидов из скважин стремительно уменьшался.

4.1.1 История подхода к принятию решений в нефтегазодобыче

	Начало XX века: Здесь есть холмик , а рядом есть нефть – давайте срочно разбурим	→ Полностью эмпирический подход → Основа для принятия решения – аналогия с подобными успешными случаями
	Середина XX века: У нас есть физические измерения – давайте проинтерпретируем , а потом разбурим	→ Эмпирический подход с подкреплением физическими измерениями → Основа для принятия решения – анализ данных измерений
	Настоящее время: У нас есть измерения – давайте проинтерпретируем , промоделируем течения, потом разбурим и вытесним много нефти	→ «Научный» подход → Основа для принятия решения – анализ данных измерений и проведение предсказательного моделирования физических процессов

Источник: авторское изображение с элементами с сайта dgi.com

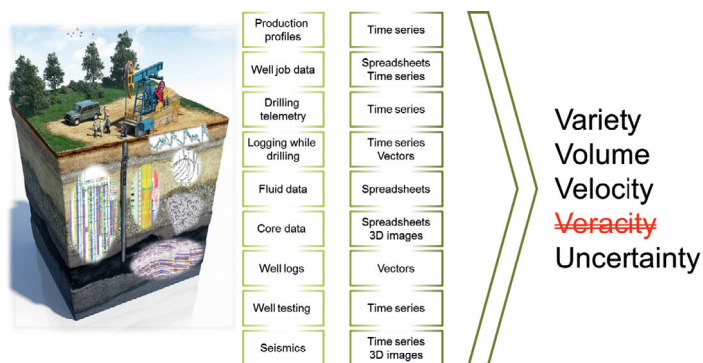
Рисунок 4.1– История подхода к принятию решений в нефтегазодобыче

Братья Конрад и Марсель Шлюмберже совершили переворот в методах разработки месторождений. Методы измерения электрического сопротивления с поверхности, а в последствии и в скважинах, изобретённые братьями, позволили получать косвенную информацию о недрах. Например, аномально малое значение удельного сопротивления, зафиксированное между поверхностными измерительными электродами, занесёнными на расстояние порядка 100 метров, интерпретировалось как признак наличия металлических руд или неглубокого залегания пластов воды. Зоны аномально высокого сопротивления при внутрискважинных измерениях соотносились с углеводородными пластами. Начиная с 30–х годов XX века основой для принятия решений стала интерпретация данных косвенных измерений, заменившая полностью эмпирический подход.

Начиная с 80–х годов XX века развиваются коммерческие программные продукты, позволяющие проводить геологическое и гидродинамическое моделирование пластов. С увеличением количества косвенных измерений, с развитием сейсмических методов зондирования подземных форма-

ций, интерпретация разноформатных и разномасштабных данных вышла на новый уровень. Петрофизики и геологи научились строить двумерные и трёхмерные геологические модели залежи, на основе которых строятся гидродинамические модели. Последние используются для моделирования течений в пластах и расчёта прогнозной добычи при разных сценариях разработки. Такой подход добавляет компонент прогнозного моделирования, основанного на уравнениях математической физики, в систему принятия решений по разработке.

4.1.2 Типы данных

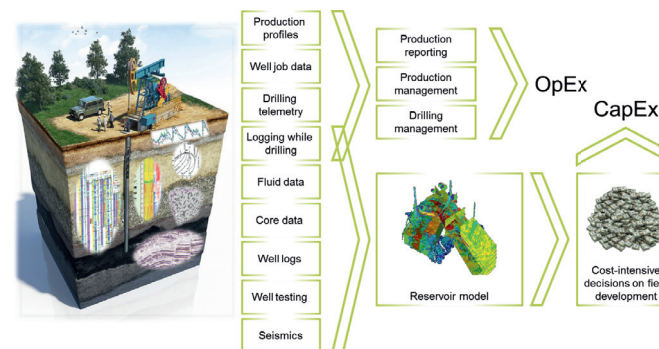


Источник: авторское изображение с элементами с сайта dgi.com

Рисунок 4.2 – Типы данных

За время жизни месторождения генерируется большое количество различных данных. Сейсмические данные представляют собой временные ряды и трёхмерные изображения; данные внутрискважинных измерений (каротажа) – набор векторов; данные гидродинамических испытаний скважин – временные ряды; данные исследования керна – таблицы, двумерные и трёхмерные изображения; данные исследования пластовых флюидов – таблицы; данные каротажа при бурении – временные ряды, векторы; данные поверхностной телеметрии при бурении (поверхностный каротаж)

– временные ряды; данные по геолого–техническим мероприятиям на скважинах – текст, временные ряды и таблицы; профили добычи и данные телеметрии насосов – временные ряды различного разрешения и т.д. и т.п. Данные различны по формату, весьма объёмны (сейсмические исследования генерируют до нескольких десятков терабайт) и поступают постоянно. Таким образом, устоявшееся определение «трёх V» (variety, volume, velocity) вполне выполняется и месторождение вполне можно отнести к системе «Больших Данных». Это открывает перспективы применения универсальных технологий «Больших Данных» для оптимизации работы месторождения. Однако, следует отметить, что расширенное определение «Больших Данных», включающее четвёртое V – veracity (достоверность) для пластовых систем не выполняется, т.к. все измерения свойств пласта, отвечающих за движение углеводородов к скважинам, являются непрямыми и несут в себе существенные неопределённости. Другими словами, если в окрестности скважины мы можем сказать, что знаем о геологических особенностях достаточно много, то, на расстоянии 10–100 м от скважины наши познания о фильтрационно–ёмкостных свойствах пласта представляют собой, скорее, оценки. Таким образом, «пластовые» «Большие Данные» имеют свои особенности и характеризуется как VVVU система (variety, velocity, volume, uncertainty).



Источник: авторское изображение с элементами с сайта dgi.com

Рисунок 4.3 – На что влияют разные типы данных

Как показано на изображении выше, большое количество данных, получаемых при разведке и бурении, используются для построения моделей пласта с целью оптимизации схемы разработки месторождения, являющейся, наряду с развитием инфраструктуры, основной статьёй капитальных затрат нефтегазовых компаний. Неопределённости в данных обуславливают неопределённости в результатах гидродинамического моделирования на основе которых принимаются капиталоемкие решения по разработке. Руководители, принимающие стратегические решения с временным горизонтом влияния на добычу, достигающим десятков лет, должны учитывать риски, связанные с этими неопределённостями [4.1]. Разработка и внедрение прогнозных систем на основе анализа данных всех упомянутых типов позволит эффективно снижать неопределённости и соответствующие финансовые риски.

Данные по добыче, ГТМ, телеметрия насосов, телеметрия и каротаж при бурении используются для оперативного управления добычей и разработкой. Решения, принимаемые на основе этих данных, непосредственно влияют на объёмы операционных затрат. Рекомендательные системы, построенные на основе детерминистических и data-driven моделей процессов добычи и бурения, позволят существенно оптимизировать эту статью затрат.

4.1.3 Предсказательный анализ данных

Развитие методов глубокого обучения и увеличение хранимых объёмов данных о нефтегазовых месторождениях делают нефтяную отрасль весьма привлекательным кандидатом для применения когнитивных технологий. В качестве достаточно очевидных приложений методов машинного обучения в совокупности с математической оптимизацией можно выделить следующие:

- методы предсказания нестандартных режимов работы оборудования (anomaly detection) для оптимизации рабо-

ты буровых установок, насосов, энергетических установок;

- методы распознавания образов (глубокие свёрточные нейронные сети) для автоматизации процессов построения геологических моделей с использованием данных со всех масштабов измерения (сейсмика, каротаж, керн) и минимизации неопределённостей геологических моделей;

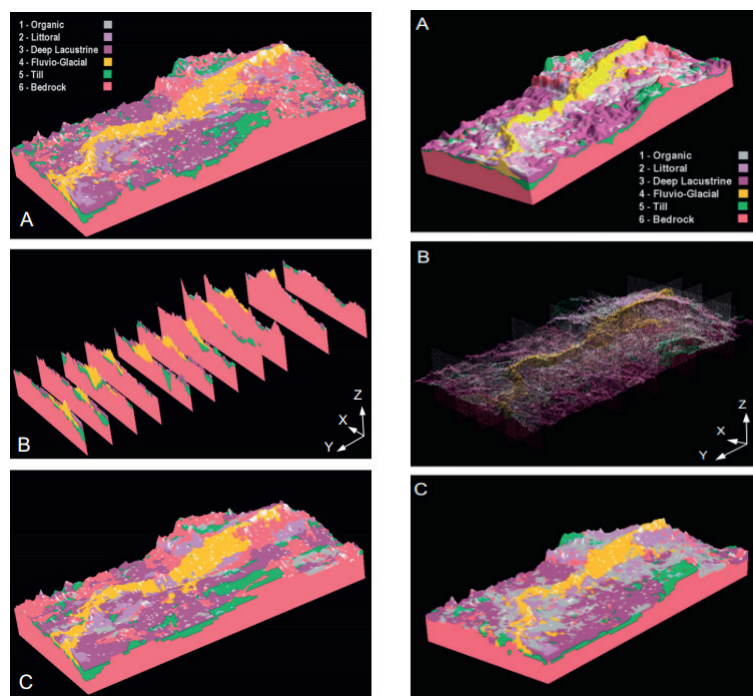
- методы извлечения информации из документов для создания вопросно-ответных систем (электронных советников) операторам-добытчикам, буровикам, геологам-разработчикам;

- методы уменьшения размерности задач мат. физики для создания быстрых систем скрининга вариантов разработки месторождений.

Также следует отметить огромный потенциал применения различных алгоритмов классификации и регрессии для решения оптимизационных задач, связанных с поставками, логистикой, управлением подрядчиками и проведением финансовых операций.

Алгоритмы, использующие методы машинного обучения и анализа данных не являются абсолютно новыми для нефтедобывающей отрасли. Приведём несколько примеров применения машинного обучения для анализа данных, связанных с геологическими объектами.

В работе [4.2] описана процедура реконструкции трёхмерной геологической модели на основе данных различной природы: результатов интерпретации геофизических исследований скважины, интерпретированных двумерных срезов сейсмических исследований, геологической информации с поверхности. Авторы применяли классический алгоритм машинного обучения – метод опорных векторов (SVM) [4.3] для автоматизации и ускорения процесса построения геологической модели формации. Примеры реконструкции приведены на изображениях ниже.



Источник: [4.2]

Рисунок 4.4– Многоклассовая реконструкция на основе 11 параллельных двумерных сечений (слева), данных скважинных исследований, двух групп ортогональных вертикальных срезов (всего 8 срезов) и поверхностной геологической информации (справа). А – референсная модель, В – визуализация части обучающей выборки, С – реконструированная модель.

Работа [4.4] иллюстрирует возможности методов машинного обучения для классификации по продуктивности скважин в сланцевых пластах. В качестве обучающей выборки использовались такие параметры как толщина продуктивного интервала, пористость, водонасыщенность, содержание органического вещества, качество пласта, тип закачивания скважины, и сама продуктивность. Авторы применяли методы нечёткой кластеризации и получили модель, предсказывающую продуктивность новых скважин с хорошей точностью.

В [4.5] описан опыт применения искусственных нейронных сетей [4.6] для построения трёхмерных карт пористости и проницаемости по сейсмическим атрибутам и данным каротажа.

Комбинация анализа главных компонент и статистики Хоттеллинга используется в [4.7] для создания системы мониторинга работоспособности фонда электрических центробежных насосов. Описанная авторами [4.7] система позволяет сократить операционные затраты на техническое обслуживание насосов и минимизировать риски незапланированных остановок скважин.

В работе [4.8] алгоритмы машинного обучения используются для оптимизации бурения. В качестве обучающей выборки используется набор данных поверхностной телеметрии. Предсказательный алгоритм построен на базе комитета (ансамбля) деревьев принятия решений («случайных лесов») [4.9], работающего в связке с алгоритмом оптимизации. Авторы добились существенного ускорения разбуривания актива.

Другие примеры раскрытия потенциала данных с месторождений можно найти, например, в [4.10–4.15].

4.1.4 Факторы, ограничивающие использование предсказательной аналитики

Несмотря на очевидный потенциал технологий предсказательной аналитики, основанной на данных с месторождений, есть несколько факторов, препятствующих повсеместному масштабному внедрению таких технологий.

Недоверие инженеров–нефтяников. При общении с опытными работниками нефтедобывающей отрасли у последних часто возникают вопросы к предлагаемым аналитическим технологиям. Зачастую эти дискуссии эмоционально окрашены и в них доминируют вопросы вроде:

- что за чёрную коробку вы нам предлагаете?

- где у вас уравнение Дарси?
- как я могу доверять системам, основанным на непроверенных математических теориях?
- может быть сначала кто-нибудь другой попробует ваши «штучки»?
- если мы дадим вам данные, и у вас с ними что-нибудь получится, отдадите ли вы нам исключительные права на РИД?

Эта проблема может быть решена только при увеличении количества успешных примеров использования интеллектуального анализа данных в нефтегазовой отрасли.

Ограниченная доступность данных. Доступность данных для построения предсказательных алгоритмов в нефтегазовой отрасли ограничена. Нефтегазовые компании предпочитают хранить практически все данные под грифом «конфиденциально» или «секретно». Некоторые типы геологической информации не могут передаваться за границы государств, которым принадлежат соответствующие недра. Процесс согласования передачи «обучающей выборки» партнёру из IT или научно-исследовательской организации занимает большое количество времени и может тянуться нескольких лет.

Для преодоления подобных сложностей требуется существенная оптимизация процессов в компаниях – собственниках данных. И, для мотивации развития в данном направлении, компаниям опять же нужны наглядные примеры монетизации технологии «Больших Данных».

Технические сложности. Здесь следует отметить несколько основных моментов. Некоторые из алгоритмов машинного обучения, реализованные в виде коммерческого программного обеспечения, далеко не идеальны. Например, процент ложных срабатываний сигнализации о потенциальном сбое насоса может достигать 80%. Обычно такие показатели являются следствием применения универсальных алгоритмов, разработанных под широкий спектр задач и типов данных. Улучшить ситуацию поможет подход «алгоритм под процесс» или «алгоритм под объект», при котором учитывается вся специфика функционирования объекта (включая физи-

ческие уравнения) и данных.

В геологии неопределённости могут быть больше чем их оценивают. Некоторые геологи-разработчики любят шутить про то, что новая скважина может полностью перевернуть понимание о геологии месторождения. На что другие отвечают: «но это только у неустойчивых геологов». На самом деле, тонкая (несколько сантиметров) прослойка глины, расположенная между двумя скважинами и не заметная на сейсмическом кубе, может кардинально поменять структуру потоков в пласте. Поэтому, при конструировании моделей на основе данных важно учитывать всю информацию, которая имеется о месторождении, и, в первую очередь, данные, получаемые с минимальной неопределённостью.

Системы сбора и хранения данных не охватывают в достаточной мере все месторождения, поскольку повсеместная установка датчиков и отладка IT системы – дорогостоящее и трудоёмкое мероприятие, которое должно быть оправдано последующей выгодой. Например, очень редки ситуации, когда с куста скважин известна добыча по каждой из них. Другой пример связан с человеческим фактором. Не секрет, что отчёты по добыче в цехах на месторождениях часто заполняются вручную и опытный инженер-добычник знает, как правильно распределить добычу по скважинам и кустам, чтобы «не возникло лишних вопросов у геологов-разработчиков». Выход из этой ситуации – начинать работать с данными хорошо оснащённых месторождений, где минимален человеческий фактор, и создавать истории успеха для продвижения темы о необходимости оснащения датчиками и IoT системами всех месторождений и скважин.

4.1.5 Направления развития



Источник: авторское изображение с элементами с сайтов dgi.com и wikipedia.org

Рисунок 4.5 – направления развития технологий интеллектуального анализа данных в нефтегазодобыче

Рис. 4.5 суммирует видение автором долгосрочной перспективы развития технологий интеллектуального анализа данных в нефтегазодобыче. Выделяются два глобальных направления.

Во-первых, применение «умной совокупности классификаторов» или «машинного обучения для машинного обучения». Речь идёт о разработке алгоритмов, способных автоматически подбирать алгоритмы более низкого уровня для максимально точного прогноза в каждой конкретной ситуации. Такая концепция позволит

- предсказывать аварии различной природы при бурении, работах ГРП и других технологических процессах, сопровождающихся телеметрическими измерениями, с гораздо большей точностью, чем в настоящее время;
- создавать экспертные системы (советчики) для оптимизации параметров направленного бурения;
- улучшить прогнозные характеристики работоспособности фонда ЭЦН;
- уточнить и ускорить процесс интерпретации сейс-

мических и петрофизических данных.

Во-вторых, применение продвинутых суррогатных прогностических моделей [4.16], учитывающих реальные данные и физику процессов, происходящих в пластах и скважинах. Движение в этом направлении инициирует

- улучшение и ускорение точности гидродинамического моделирования при уменьшении размерности задач;
- ускорение сравнительного анализа сценариев разработки и, как следствие, ускорение процесса оптимизации;
- возможность быстрого оценочного сценарного “what if” моделирование эффектов ГТМ.

В общем, с развитием методов интеллектуального анализа данных и с их масштабным проникновением в нефтегазодобычу можно надеяться на решение глобальных задач разработки месторождений, таких как:

- быстрое автоматизированное и деперсонализированное построение геологической модели пласта с использованием технологий распознавания образов и генеративных нейронных сетей – принципиально новые возможности для масштабирования «кern → скважина → геологическая модель → гидродинамическая модель»;
- быстрое и максимально точное решение обратных задач по уточнению геологической и гидродинамической моделей пласта в процессе разработки с поступлением новых данных и с применением машинного обучения для идентификации начального приближения максимально близко к искомому решению.

4.1.6 Концепция аналитической платформы будущего

Для нефтедобывающей отрасли не характерна быстрая адаптация новых технологий, зарождающихся в других областях промышленности. Однако, потенциал применения технологий «Больших Данных» и, в частности, технологий

интеллектуального анализа данных для оптимизации операционных и капитальных затрат при проведении технологических работ, не оставляет возможности нефтяникам пройти мимо когнитивных систем. Особенно актуально развитие машинного обучения в период относительно низких цен на углеводородное сырьё, когда маржа добывающих предприятий весьма чувствительна к неоптимальной организации расходных статей. В перспективе 5–10 лет, с полноценным внедрением систем сбора и хранения технологических данных, применение самообучающихся алгоритмов оптимизации процессов видится осознанной необходимостью.

Концепция платформы машинного обучения для оптимизации технологических процессов при разведке и добыче углеводородов приведена на схеме Рис. 4.6:



Источник: рисунок автора

Рисунок 4.6 – Концепция аналитической платформы будущего

4.2 Цифровая лаборатория анализа пластового материала и флюидов¹⁰

В настоящее время для проектирования разработки нефтегазовых месторождений и прогнозирования добычи активно применяются различные технологии геологического и гидродинамического моделирования залежи [4.17–4.19]. Данные сейсмических исследований [4.20], геофизических [4.21] и гидродинамических [4.22] исследований скважин, а также каротажи при бурении [4.23] формируют входную информацию для определения последовательности действий, предпринимаемых геологами и петрофизиками при построении или актуализации геологических и, в последствии, гидродинамических моделей пластов. Такие модели представляют собой цифровой образ залежи: трёхмерное распределение параметров в объёмных ячейках модели. Это – макроскопический цифровой образ пласта, с ячейками размером от десятков (в редких случаях единиц) сантиметров до десятков (в некоторых случаях сотен) метров. Однако, параметры пластовых течений, зависят не только от макромасштабных свойств залежи. Существенное влияние на течения пластовых жидкостей и газов (флюидов) оказывают особенности порового и минералогического строения коллекторов. Для изучения этого влияния разработана технология цифрового анализа пластового материала и флюидов. Она позволяет создавать цифровые образы участков пласта на микро– и наномасштабе и оценивать влияние на течение сложных флюидов топологических особенностей порового пространства и распределения минеральных зёрен. Это, в свою очередь, обуславливает основные области применения технологии:

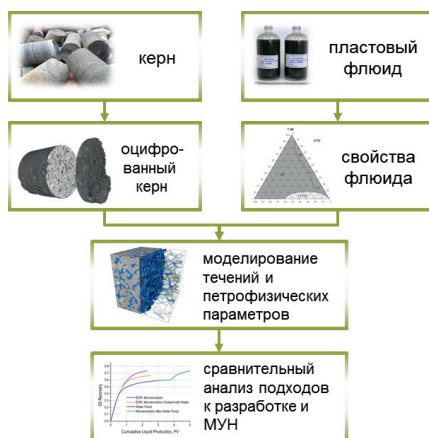
- сравнительный анализ: отбор методов улучшения нефтеотдачи → уменьшение финансовых рисков при принятии капиталоемких решений по третичным методам разработки месторождений и уменьшение времени до первой дополнительной нефти;

¹⁰ Коротеев Д. (Сколтех)

- уточнение петрофизических характеристик пласта → уточнение геологической модели → уточнение гидродинамической модели → уточнение прогноза добычи;
- оценка потенциала нетрадиционных залежей через понимание особенностей порового пространства (связность, возможность воздействия для улучшения связности).

4.2.1 Концепция цифровой лаборатории

Развитие методов трёхмерного микроструктурного анализа материалов и моделирования многофазных течений в поровых каналах открыло новые возможности для детального изучения свойств пластового материала, представленного керном или шламом. Концепция цифровой лаборатории анализа керна и пластовых флюидов начала формироваться в последние годы XX века [4.24]. В настоящее время концепция представляет собой набор организованных в единую последовательность лабораторных исследований и компьютерных моделей разного типа. Порядок проведения исследований и расчётов по вычислительным моделям обычно зависит от конечной цели проведения анализа. В общем виде текущий вариант концепции можно представить, как показано на Рис. 4.7.



Источник: авторское изображение с элементами с сайтов *fei.com* и *lithicon.com*

Рисунок 4.7 – Концепция цифрового анализа керна

Процесс цифрового анализа начинается с физических образцов керна или шлама и жидкостей или газов. В качестве жидкостей и газов могут выступать пластовые флюиды и флюиды, которые закачиваются в пласт для вытеснения углеводородов от нагнетательных к добывающим скважинам или для воздействия на прискважинную зону. В роли закачиваемых флюидов могут выступать вода, полимерные растворы, растворители, растворы поверхностно активных веществ (ПАВ), кислоты, щелочи, газы (диоксид углерода, азот), водяной пар и другие.

Образцы керна или шлама переводятся в цифровой вид с помощью современных методов микротомографии и микроскопии. Обычно оцифрованный образец представляет собой трёхмерное изображение, содержащее информацию о реальной топологии порового пространства. В некоторых случаях трёхмерное изображение также содержит данные о распределении минералов и субмикронной пористости в образце.

Флюиды анализируют в лаборатории для получения информации о реологических и термодинамических свойствах, и особенностей взаимодействия флюидов между собой и с минеральным скелетом (т.е., изучаются характеристики поверхностных явлений). Набор этих свойств представляет собой цифровую модель флюидов.

Далее, с помощью различных вычислительных программ, реализующих те или иные алгоритмы численного моделирования, на вход которых подаются цифровые модели керна и флюидов, моделируются различные свойства системы «цифровой керна, заполненный цифровым флюидом».

Результаты моделирования используются для построения петрофизических моделей прилегающих зон пласта и для сравнительного анализа методов воздействия на пласт или прилегающую зону. Получаемые данные необходимы для

геологического и гидродинамического моделирования месторождений, что, в свою очередь, служит основой для принятия капиталоемких решений по стратегии разработки соответствующего актива.

Всеобъемлющий научный обзор разных аспектов цифрового анализа керна приведён в статьях [4.25–4.27]. Приведём описание основных компонентов технологии.

4.2.1.1 Оцифровка пластового материала

Для получения цифровых изображений (образов) пластового материала используют методы рентгеновской томографии и различные виды микроскопии. Современные микро- и нанотомографы позволяют получать трёхмерные изображения различных образцов с разрешением до нескольких десятых долей микрона [4.28–4.30]. Однако, существует ограничение, связанное с размером области сканирования. Чем лучше желаемое разрешение, тем меньше должен быть образец. В частности, для достижения субмикронного разрешения, приходится сканировать образцы размером порядка 1 мм или меньше. Некоторые микротомографы позволяют сканировать маленькую внутреннюю область большого образца без необходимости её извлечения. Для сканирования образцов традиционных коллекторов обычно используются миникерны диаметром 5–10 мм, что даёт возможность получать разрешение трёхмерного изображения 2–4 микрона. На фоне характерных размеров топологических особенностей, определяющих параметры гидродинамических течений в этих образцах (~50–100 микрон) такое разрешение трактуется как достаточное. Для образцов нетрадиционных коллекторов с субмикронными порами обычно используется набор методов получения изображений, который может включать рентгеновскую томографию, сканирующую электронную микроскопию (SEM), электронную микроскопию с травлением ионным пучком (FIB–SEM) и другие.

Микротомографы и алгоритмы реконструкции микротомографических данных выдают трёхмерное изображение объекта, представляющее собой распределение коэффициента поглощения рентгеновского излучения внутри образца. Это изображение в градациях серого. Для получения сегментированного изображения, представляющего собой трёхмерное распределение поровых каналов и минералов скелета керна, используются различные методы обработки изображений: фильтрация (уменьшение шумов) и сегментация (выделение минералов и пор).

Для построения цифровой модели керна с использованием данных, полученных с различным разрешением и размерностью используются статистические методы обработки информации. Например, при необходимости распространить двумерную информацию о минералогии, полученную с помощью приборов типа [4.31], на трёхмерный объект, полученный при микротомографическом сканировании, используются корреляционные зависимости между градациями серого и атомным составом минералов. Более подробное описание методов оцифровки приведено в [4.32].

4.2.1.2 Оцифровка флюидов

Для моделирования течений сложных многофазных и многокомпонентных флюидов, нужно знать свойства последних. В зависимости от сложности флюидной системы набор свойств может включать все или некоторые из перечисленных ниже:

- реология (вязкость и нелинейные компоненты зависимостей локальных сдвигов и напряжений);
- термодинамические характеристики смеси флюидов (фазовое поведение в зависимости от концентраций молекул компонентов, температуры и давления);
- поверхностное натяжение на границах раздела флюид–минерал/или флюид–флюид;

- адиабаты адсорбции и др.

Все измерения проводятся при температуре и давлении максимально приближенных к пластовым.

Например, для моделирования полимерного заводнения необходимо знать полное реологическое описание полимерного раствора и адиабаты адсорбции при пластовых условиях. При моделировании течений с ПАВ необходима информация о вязкости, адиабатах адсорбции и влиянии адсорбированного ПАВ на поверхностное натяжение.

4.2.1.3 Моделирование петрофизических свойств и гидродинамических течений

В зависимости от желаемого результата для моделирования свойств оцифрованных образцов, наполненных цифровым флюидом, применяют различные методы. Подробный обзор методов моделирования приведён в [4.26, 4.27].

Одним из наиболее универсальных подходов к моделированию сложных течений является метод функционала плотности, который может использоваться для очень сложных систем флюидов, в том числе и для моделирования химических МУН [4.33–4.35]. Метод требует тщательной подготовки входных данных по свойствам флюидов.

Наиболее широко распространённым является метод моделирования поровых течений на основе решёточного уравнения Больцмана [4.36, 4.37]. Он не требует сверхдетального описания флюидов, но описывает только течения относительно простых двухфазных течений близких по плотности флюидов. Метод подходит для оценки ОФП «нефть–вода».

Существуют также альтернативные методы моделирования течений в порах, например, Pore Network, метод настройки уровня, метод сглаженных частиц и др.

Помимо гидродинамики моделируются и другие свойства оцифрованных кернов с оцифрованными флюидами:

- ЯМР отклик [4.38];

- упругие и прочностные свойства [4.39–4.41];
- электромагнитные свойства [4.42–4.44] и др.

4.2.1.4 Применение методов цифрового анализа пластового материала и флюидов

Быстроразвивающаяся технология цифрового анализа керна (шлама) и флюидов нацелена на дополнение и частичное замещение классических экспериментальных методов рутинного и специального анализа керна для выделения перспективных участков и оценки потенциала пласта. Основные преимущества цифрового анализа можно просуммировать следующим образом.

Во-первых, когда речь идёт об исследованиях, связанных с цифровыми копиями материалов, отсутствует риск необратимо изменить свойства ценного физического образца как при классических лабораторных испытаниях. Соответственно имеется возможность проводить неограниченное количество опытов, результаты которых можно сравнивать, не боясь паразитных эффектов предыдущих испытаний. Следует заметить, что необратимость изменения свойств при классическом анализе керна является типичной проблемой, сопутствующей большому количеству классических тестов, связанных, например, с изучением геомеханических свойств и выбором методов увеличения нефтеотдачи. Таким образом цифровой анализ керна решает технологическую проблему репрезентативности сравнительного анализа результатов. Это влечёт существенное снижение рисков (в том числе и финансовых) при принятии решений по различным технологическим процессам, сопутствующим разведке и разработке месторождений.

Во-вторых, после настройки всех параметров того или иного цифрового теста, скорость его исполнения может в разы (а иногда и на порядки) превосходить скорость соответствующих лабораторных тестов. Это в первую очередь важно для ускорения процедур отбора МУН, где финансовый

эффект применения цифрового анализа может быть оценён как уменьшение времени до первой дополнительной нефти на старом месторождении на 1–2 года.

В–третьих, хорошо отлаженные цифровые эксперименты позволяют работать в условиях, которые недоступны в экспериментальной лаборатории. Речь идёт прежде всего об экстремальных давлениях и температурах, свойственных некоторым пластам или системам разработки.

Обобщённо, в спектре практических приложений методов цифрового анализа пластового материала и флюидов наибольшее значение имеют:

- оценка фильтрационно–ёмкостных свойств пласта: пористость, проницаемость, относительные фазовые проницаемости, кривые капиллярного давления;
- сравнительный анализ кривых вытеснения нефти при закачке различных жидкостей и газов – полимерных растворов, ПАВ, растворителей, уголекислоты, воды с заданной минерализацией и др. [4.45];
- сравнительный анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта, в частности, при закачке различных кислот и щелочей для улучшения приёмистости или для кислотного гидроразрыва пласта;
- оценка геомеханических параметров, необходимых при проектировании операции гидроразрыва пласта;
- определение петрофизических свойств элементом пласта, необходимых для уточнения интерпретации коротажных данных: например, модулей упругости, коэффициентов поглощения и диффузии для тепловых и надтепловых нейтронов, откликов на ЯМР возмущения, электропроводности и диэлектрической проницаемости, поглощения гамма излучения и др.

4.2.1.5 Текущие ограничения технологии и направления развития

Существует ряд технологических вызовов, связанных с текущими ограничениями возможностей метода цифрового анализа пластового материала и флюидов.

Во–первых, трёхмерные изображения ядра ограничены в разрешении или размере сканируемого образца, что создаёт проблемы с разрешением субмикронных пор и проблемы с репрезентативностью образцов. Для решения проблемы предполагается использование многомасштабного метода получения изображений поровой структуры с помощью различных приборов и разработка алгоритмов сшивания, интерполяции и экстраполяции данных, полученных с различными разрешениями, размерностью и объёмом образца.

Во–вторых, точные вычисления сложных флюидных систем не всегда быстры и требуют больших вычислительных мощностей и высококачественного описания пластовых флюидов и вытесняющих агентов. Направления для решения проблемы связаны с использованием продвинутых, но «тяжёлых» в вычислительном плане методов (типа функционала плотности) только для реперных расчётов и настройкой по ним упрощённых моделей течения (типа Pore Network [4.46], VOF [4.47]), развитием программных кодов для оптимизации расчётов на постоянно обновляющихся высокопроизводительных системах, разработкой и использованием суррогатных моделей течения, где продвинутые «тяжёлые» модели рассматриваются как источник обучающих данных для быстрых алгоритмов машинного обучения и предсказательной аналитики.

В–третьих, задача экстраполяции данных, полученных на масштабе ядра (~1 см), на призабойную зону, имеет множество практических решений, основывающихся в основном на опыте петрофизиков и геологов, решающих эту задачу. Единой обоснованной математической модели масштабирования не существует и эта проблема характерна не только для цифрового анализа ядра, но и для классическо-

го лабораторного анализа. По мнению автора, для решения проблемы следует развивать методы глубокого обучения для создания data-driven алгоритма универсальной роботизированной системы масштабирования с возможностью дообучения на «новых» коллекторах. Такой алгоритм позволит преодолеть один из основных вызовов построения петрофизических и геологических моделей призабойной зоны и пласта – субъективность специалиста. Кроме того, подобные алгоритмы смогут работать в условиях ограниченного количества информации по тем или иным объектам (например, скважинам), пополняя её «умным» способом из косвенных измерений или из данных-аналогов, подобранных на основе многофакторного анализа свойств объекта (пласта, призабойной зоны, ядра).

Независимо от решения перечисленных выше сугубо научных задач, стоит отметить ещё одно направление для развития технологии цифрового анализа. Оно связано с размещением «цифрового ядерохранилища» (хранилища цифровых образов ядра) и вычислительных мощностей в облачной инфраструктуре. Подобный подход нивелирует необходимость затрат на развёртку локальных высокопроизводительных кластеров. Local cloud решения способствуют сохранению информации в периметре добывающих компаний или в периметре страны – собственника недр и данных о них.

4.2.2 Опыт практического применения технологии цифрового анализа

В настоящее время несколько компаний декларируют оказание услуг по цифровому анализу ядра.

Линейка сервисов Schlumberger содержит CoreFlow Digital Rock and Fluid Analysis, который использует метод моделирования многофазных течений, что позволяет описывать сложные пластовые системы с химическими и газовыми агентами МУН.

В компании InGrain применяют развитые многомасштаб-

ные методы получения микроструктурных изображений ядра и используют метод решёточного уравнения Больцмана для описания течений флюидов.

ThermoFischerScientific – FEI – Digital Rock – разработчики самого развитого алгоритма обработки микроструктурных изображений. Компания использует Pore Network для моделирования течений, производит микротомографы, сканирующие электронные микроскопы, программное обеспечение для обработки изображений и «простого» моделирования течений в оцифрованных порах.

Компания IRock Technologies использует многомасштабные алгоритмы сканирования для получения цифровых моделей ядра, в последнее время фокусируется на сланцевых породах.

На Российском рынке представлены компании CMA (представитель ThermoFischerScientific – FEI с продуктовой линейкой, схожей с FEI) и IntroVision (в последнее время фокусируется на предоставлении услуг передвижных установок по сканированию ядра).

В нефтяных компаниях наблюдается прогресс с точки зрения практического применения цифрового анализа ядра.

В ВР цифровой ядро встроен в структуру системы принятия решений по разработке и постоянно используется для сложных задач по характеристике коллекторов.

В Shell ведутся активные НИОКР проекты с целью выявления наиболее перспективного метода моделирования течений на масштабе пор для быстрой селекции химических МУН.

В Stat Oil и Maersk Oil цифровые лаборатории – неотъемлемая часть департаментов геологии и разработки.

Saudi Aramco ведёт НИОКР проекты, сфокусированные на применении технологии для карбонатных месторождений и МУН, связанных с закачкой воды с контролируемой минерализацией (Smart Water). Кроме того, происходит внедрение блоков, связанных с цифровым ядром, в методики для построения геологических моделей и планирования разработки.

ExxonMobil и Petrobras имеют выделенные научно-исследовательские подразделения по цифровому керну.

Роснефть, Газпром Нефть, Зарубежнефть и НОВАТЭК ведут пилотные проекты по исследованию образцов различных коллекторов с помощью цифровых технологий.

Цифровая лаборатория является полноценным элементом алгоритма подбора методов МУН в компании Esorpetrol.

Petronas использует цифровой керн как элемент методик для построения геологических моделей и планирования разработки для морских месторождений.

4.2.3 Ключевые шаги для развития технологии в России

Технология цифрового анализа керна воспринимается как «продвинутый динамический микроскоп» для детального изучения топологии порового пространства, течений в порах и минерального скелета породы. Для развития данной технологии в России необходимы

- разработка решений, позволяющих преодолевать описанные выше ограничения технологии;
- постепенное изменение отношения к технологии, как к чему-то очень сложному и подразумевающему единичное использование для решения сугубо специфических задач по описанию и анализу потенциала сложных коллекторов или истощённых пластов. Это возможно при проведении ряда пилотных НИР по конкретным запросам нефтедобывающих компаний;
- развитие систем хранения оцифрованных данных, платформ доступа к ним и платформ визуализации 3D и 4D информации;
- упрощение бюрократических процедур при передаче тестовых образцов керна, шлама и пластовых флюидов от нефтяных компаний к исполнителю работ, связанных с цифровым анализом керна.

4.3 Патентный анализ использования цифровых технологий в добыче нефтегазовых ресурсов ¹¹

Формирование предметной области исследований «Цифровые технологии в добыче нефтегазовых ресурсов» выполнено путём создания комбинированного запроса, объединяющего ключевые словосочетания, относящиеся к добыче нефтегазовых ресурсов, и ключевые сочетания, относящиеся к цифровым технологиям.

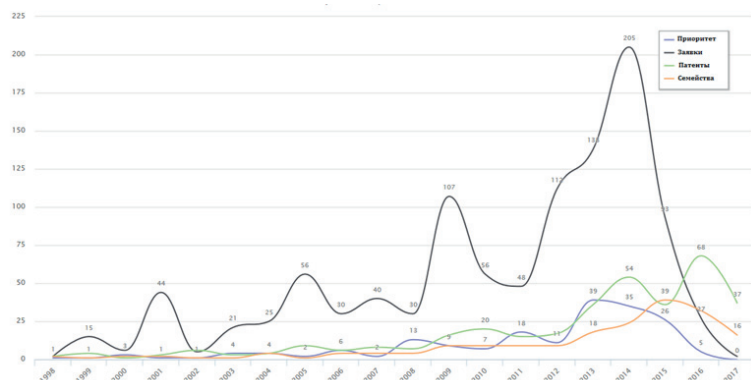
Ключевые словосочетания, характеризующие цифровые технологии выбирались как с учётом специфики добычи нефтегазовых ресурсов: «цифровые месторождения (digital depots)», «цифровой керн (digital core)» и др., так и для цифровых технологий в целом (3D imaging и др.)

Комбинированный запрос с необходимой коррекцией синтаксиса был выдан в системах патентной аналитики PatSearch (собственная система ФИПС), Thomson (Derwent) Innovation (компании Clarivate Analytics), PatentStrategies (компании LexisNexis), Questel Orbit (компании Questel).

Коллекции, полученные в результате, составили от 738 до 796 патентных документов. Различие в числе документов связано с разными алгоритмами формирования патентных семейств в разных системах патентной аналитики. Результаты анализа патентной коллекции представлены ниже.

Динамика различных видов патентных документов имеет явную тенденцию роста с начала 2000-х гг. Так, если в начале 2000-х гг. ежегодно в мире выдавалось несколько единиц патентов по исследуемой области, то в 2016 г. данный показатель составил уже 68 патентов (Рис. 4.8, данные за 2017 г. неполные, поскольку анализ проводился в середине 2017 г.). С учётом пика патентных заявок, который пришёлся на 2014 г., можно ожидать, что в ближайшие годы высокие уровни выдачи патентов по исследуемой тематике сохранятся.

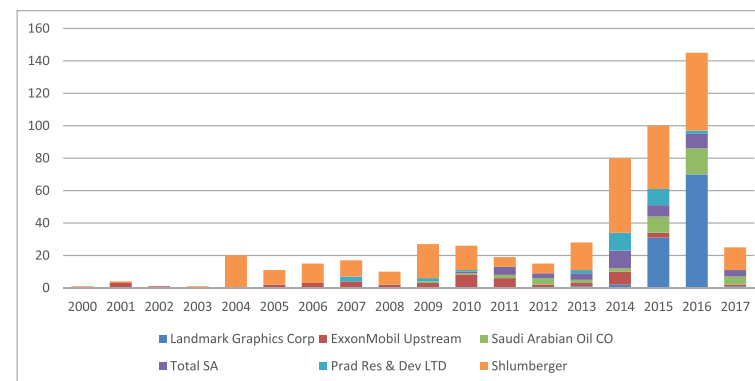
¹¹ Ена О. (ФИПС), Батанов Ф. (ФИПС),
Дежина И. (Сколтех), Фролов А. (Сколтех)



Источник: Patbase

Рисунок 4.8 – Динамика различных видов патентных документов в мире по направлению исследований

Анализ динамики количества патентных публикаций по ведущим заявителям также позволяет выявить тенденцию роста. Так, общее количество патентных публикаций по исследуемой тематике в начале 2000-х гг. было незначительным – несколько единиц в год. В 2004–2008 гг. происходило наращивание числа публикаций по 10–20 единиц в год, а в 2009–2013 гг. – 20–30 единиц. Резкий рост количества патентных публикаций произошёл в 2014–2016 гг., когда их количество выросло до 80–150 единиц в год (Рис. 4.9), что, по-видимому, отражает появление технологических прорывов в данной области и рост интереса компаний к данным технологиям. В первую очередь речь идёт о нефтесервисных компаниях, таких как Schlumberger, Halliburton (через дочернюю Landmark Graphics), а также о передовых нефтедобывающих компаниях, таких как ExxonMobil, Total, Saudi Aramco (Рис. 4.9).



Источник: Derwent Innovation

Рисунок 4.9 – Динамика и структура публикаций, связанных с патентной активностью (заявка, патент и др.) по крупнейшим заявителям (единицы)

Анализ распределения патентов по направлениям исследований и по компаниям позволяет выделить области, где специализируются сервисные компании (симуляторы нефтяного месторождения, устройства контроля, толщина сетки, образец керна) и направления, на которых в большей степени фокусируются добывающие компании (углеводородные резервуары, связанность пласта, объем в пластовых условиях) (Рис. 4.10).



Источник: PatentStrategies (компания LexisNexis)

Рисунок 4.10 – Доля ведущих компаний по направлениям исследований (1 гекс = 1 патенту)

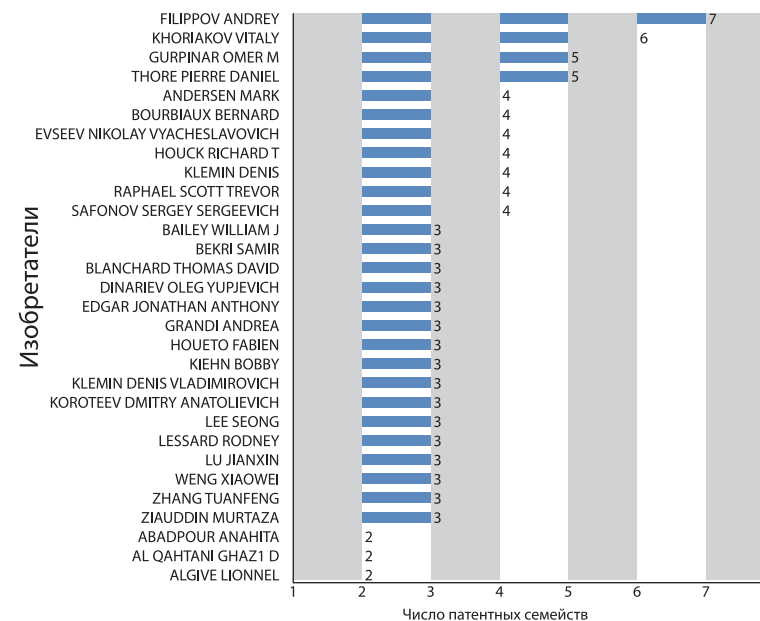
С точки зрения распределения по странам наибольшее количество патентных публикаций в последние годы приходилось на США и Канаду. ЕС в целом отстаёт от Канады и США (от США – более, чем в два раза). В последние годы существенный рывок продемонстрировали Австралия и Китай, в которых до 2013 г. были лишь единичные патентные публикации (Табл. 4.1). Нарастают своё присутствие Великобритания, Бразилия и Мексика. Россия находится в конце списка ведущих стран всего с 14 патентными публикациями за почти двадцатилетний период (1997–2016 гг.).

Таблица 4.1 – Динамика патентных публикаций по ведущим юрисдикциям.

Страна/ регион	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Всего
США		1	2	1	2	2	1	3	4	6	6	5	7	7	10	13	14	23	40	154	
Канада	1			2	2	1		4	1	5	3	3	5	4	5	5	8	12	20	8	89
ЕС		1			2	1	1		3	2	3	2	1	4	7	6	3	9	11	14	70
Австралия	1			2	1	1	1	3		1	2	1	3	1	4	1	3	5	7	16	53
Китай						1	1		1			3	1	1	2	2	8	4	11	17	52
Великобритания		1				1	2				1	2	3	3	2	2	4	6	5	12	44
Бразилия							1								4	2	2	7	3	13	32
Мексика							3				1	1	1		1	1	1	4	1	14	28
Норвегия	1	1			1	1	1	1	2	1	3	2	1	2	2	2	1		4	1	27
Россия								1							1	2		3	4	3	14

Источник: Questel

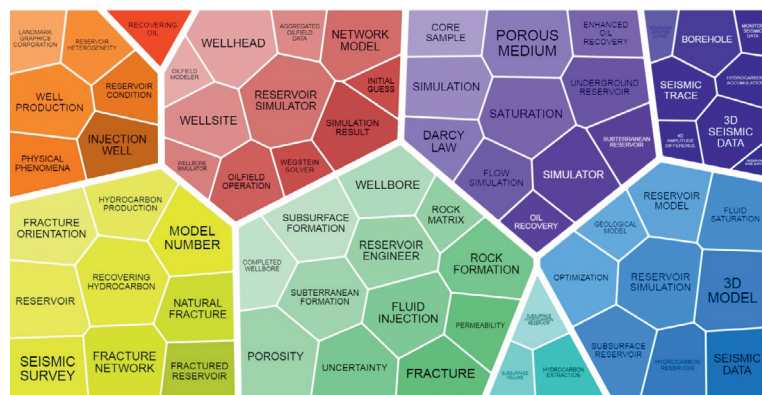
В то же время, если проанализировать распределение патентных семейств по изобретателям, проявляется интересная картина – значительное их число, в том числе с наибольшим количеством патентов, имеет российское происхождение (Рис. 4.11). Большинство изобретений таких авторов, однако, запатентовано зарубежными компаниями или их представительствами в России.



Источник: Questel

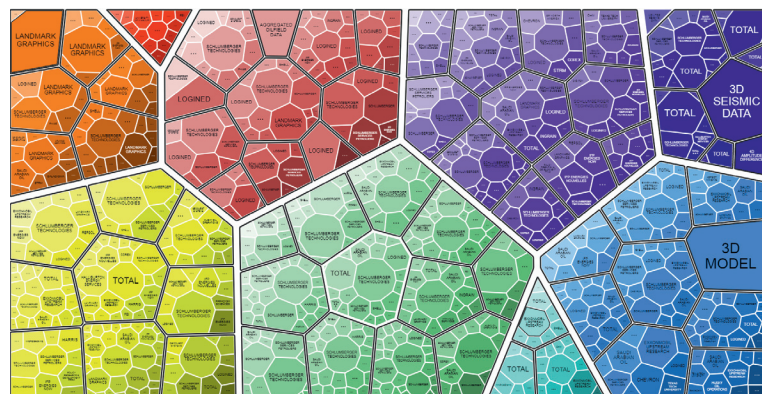
Рисунок 4.11 – Распределение патентных семей по изобретателям

Действительно, если обратиться к карте направлений исследований, то она показывает абсолютное доминирование зарубежных компаний по всем технологическим направлениям (Рис. 4.12 и 4.13).



Источник: Questel

Рисунок 4.12 – Карта направлений исследований



Источник: Questel

Рисунок 4.13 – Карта компаний по направлениям исследований

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время повышается роль технологического фактора в развитии нефтегазового сектора в России и мире. Происходит сокращение доли новых легкодоступных нефтегазовых месторождений, ведётся активная разработка сланцевой нефти и газа в США; более чем двукратно снизились мировые цены на нефть – все это взаимосвязанные тренды последних лет, оказывающие непосредственное влияние на технологическое развитие мирового нефтегазового сектора.

Специфика российской ситуации состоит в том, что нефтегазовый сектор составляет значительную часть экономики страны, и потому его технологическое обновление и развитие имеют очень большое значение. Пока процессы технологического развития в российском нефтегазовом секторе идут с большими затруднениями. Во многом препятствия для технологического развития связаны с организационной структурой нефтегазового сектора, характеризующейся доминированием небольшого числа вертикально-интегрированных компаний–монополистов. Малые и средние компании имеют ограниченный доступ на рынок, а именно они в зарубежных странах предъявляют активный спрос на новые технологии нефтедобычи. Интерес крупных добывающих компаний к технологическому обновлению за счёт российских технологий долгое время оставался низким ввиду многолетней практики закупки новых технологий у международных нефтесервисных компаний. После введения санкций и начала политики импортозамещения появились определённые стимулы к развитию собственных технологий, хотя данный тренд пока ещё слабо выражен.

Важным фактором технологического развития в российском нефтегазовом секторе является выбор перспективных технологических направлений, составляющих базис ускоренного обновления. В рамках данной работы проведён

анализ наиболее перспективных, на взгляд авторов, направлений технологического развития для российского нефтегазового сектора, который позволил выявить следующие основные тенденции и перспективы.

В области **новых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи** российские нефтегазовые компании адекватно отреагировали на введенную правительством РФ политику импортозамещения. Сегодня в практической деятельности компаний прослеживается намерение разработать собственные высокотехнологические решения во всех методах повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи – тепловых, газовых, химических, гидродинамических и методах увеличения дебита скважин. Об этом говорит, в том числе, факт появления научных коллабораций нефтяных компаний и ведущих профильных университетов, которые поддерживаются различными государственными инструментами, в том числе финансируются в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы». В определенном смысле можно говорить о начавшемся процессе создания гибкой системы научно-технических консорциумов, объединяющей уже сработавшие коллективы учёных и практиков. В среднесрочной перспективе можно ожидать усиление этой тенденции, которая будет способствовать формированию в стране новой высокотехнологичной нефтегазовой индустрии.

Суммируя проведённый в этой книге анализ новых технологий гидроразрыва пласта, отметим две на первый взгляд исключаящих друг друга тенденции. С одной стороны, поскольку стандартные технологии ГРП достаточно развиты, то заказчика интересует оптимизация гидроразрыва применительно к конкретным геологическим, пластовым и иным условиям. Это диктует необходимость проведения комплексных исследований (геологического, геофизического, петрофизического и др.) с последующим созданием новых технологических, физических и вычислительных моделей, учитывающих конкретную локальную специфику.

С другой стороны, крупные компании, разрабатывающие месторождения различной физической природы, стремятся к универсальным решениям, способным адаптироваться к частным случаям. Противоречия снимаются эволюцией понятия «стандартные технологии», обусловленной анализом моделей, разработанных для разных месторождений. Окажется, они могут быть объединены в достаточно крупные классы, реализуемые на схожих вычислительных платформах. Это же относится и к разработке (улучшению) технологических характеристик жидкостей разрыва и проппанта. Одновременно, обобщающий подход к разработанным для разных случаев моделям позволяет выявить общие проблемы, требующие самого серьёзного и срочного внимания. Например, проведённый через сопоставление передовых практик моделирования с последними достижениями в технологиях ГРП обзор моделей многофазной механики жидкости показал, что технологии развиваются, скорее, не за счёт предиктивного моделирования, а благодаря накоплению практического опыта дорогостоящим путём проб и ошибок. Достигнутый уровень моделирования отстаёт от самих технологий более, чем на 10 лет. Объясняется это тем, что при решении задачи гидроразрыва традиционно большее внимание уделяется упругопластической компоненте, тогда как гидродинамическая часть расчёта представляет собой самостоятельную актуальную задачу. При этом необходимо отметить, что ряд проблем механики жидкости (как, впрочем, и твёрдого тела), важных для развития технологий, не нашёл ещё своего решения.

Все сказанное в предыдущем абзаце относится в определенной степени и к **новым химическим и тепловым методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи**. На сегодняшний день существует большое количество различных пилотных и промышленных проектов по применению третичных МУН. Как и в случае с ГРП, выбор метода, подходящего для конкретной залежи, требует тщательного её изучения и обоснования как с технической, так и с экономической точки зрения. Таким образом, ещё на ранней стадии планирования важно определить такие параметры,

как доступность закачиваемого агента/флюида, эффективность метода, выполнение технических требований и условий, а также оценить экономическую целесообразность применения технологии. Отличие от методов ГРП заключается в том, что методы МУН редко применяются в «чистом» виде, чаще в комбинированном. Например, большое количество современных исследований направлено на улучшение технологии химического заводнения, позволяющей существенно увеличить нефтеотдачу пластов по сравнению с обычным заводнением. Несмотря на кажущуюся простоту технологии, до сих пор не найдено химического состава, универсального для всех типов коллекторов, с помощью которого можно было бы увеличить нефтеотдачу пласта и одновременно с этим повысить экономическую эффективность разработки. Дополнительное отличие методов МУН от ГРП состоит в том, что лабораторное моделирование первых более доступно при сопоставимых затратах на вычислительное обеспечение экспериментов. Вообще говоря, вычислители должны участвовать в постановке экспериментов, а экспериментаторы – в интерпретации результатов расчётов. Это бывает нечасто, во-первых, в силу сложившихся традиций, и во-вторых – из-за недоступности экспериментальной базы в специализированных центрах. Сколтех предоставляет возможность такого взаимодействия, и оно уже активно осуществляется.

Одно из перспективных направлений технологического развития касается **Баженовской свиты**, которую принято считать аналогом сланцевых формаций в США. При текущем уровне развития технологий, разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов ставит задачи, методы решения которых можно заключить в собирательный термин «фабрика коллектора в пласте». В последние годы при работе с Баженовской свитой на смену идее поиска высокопродуктивных зон пришла целая философия создания искусственного коллектора, в рамках которой нефтесодержащие отложения стали изучаться как «сырьё» для самых современных способов стимуляции притоков при помощи ГС с МГРП.

Главный вопрос состоит в том, как себя поведут современные очень дорогие технологии стимуляции пласта в геоло-

гических условиях Баженовской свиты. Число нерешённых задач следует соотносить с количеством новых высокотехнологичных скважин, которые предстоит построить для их решения, а также с объёмом денежных средств, который необходимо вложить в опытно-промышленные работы.

В период относительно невысоких цен на нефть, перед сектором разведки и добычи нефтегазовой отрасли стоит задача минимизировать затраты на технологические процессы, сопутствующие обнаружению и подъёму углеводородов на поверхность. Объём геолого-технологических, логистических, финансовых и других данных в отрасли очень велик. Данные поступают постоянно, они разнообразны по своей структуре. В совокупности, всё вышеперечисленное подталкивает к **использованию технологий «Больших Данных»** и, в частности, технологий прогнозной аналитики для оптимизации операционных и капитальных затрат при разведке и добыче. Положительный опыт применения прогнозной аналитики в других отраслях – позитивный сигнал для относительно консервативной нефтегазовой сферы.

В перспективе 5–10 лет, с полноценным внедрением систем сбора и хранения технологических данных применение самообучающихся алгоритмов оптимизации процессов станет неотъемлемой компонентой функционирования разведочных, буровых и добычных комплексов.

Прогресс в области «Больших данных» будет поддерживаться новыми методами извлечения и генерирования информации об исследуемых объектах. В частности, для уменьшения степени неопределённости описания свойств углеводородсодержащих пластов будут развиваться технологии цифрового анализа. Такие подходы позволяют создавать цифровые образы участков пласта на микро- и наномасштабе и оценивать влияние топологических особенностей порового пространства и распределения минеральных зёрен на течение сложных флюидов. Эта информация критически важна для понимания течений пластовых флюидов на масштабе месторождения.

Быстроразвивающаяся технология цифрового анализа пластового материала и флюидов нацелена на дополнение

и частичное замещение классических экспериментальных методов рутинного и специального анализа керна для выделения перспективных участков и оценки потенциала пласта. Цифровые технологии описания пластового материала существенно изменяют промышленные подходы к разработке месторождений и оптимизируют их.

У технологий цифрового анализа есть неоспоримые преимущества. Можно отметить, что: (1) при исследованиях, связанных с цифровыми копиями материалов, отсутствует риск необратимо изменить свойства ценного физического образца (керн); (2) скорость исполнения цифрового теста может в разы (а иногда и на порядки) превосходить скорость соответствующих лабораторных тестов; (3) цифровые эксперименты позволяют работать в условиях, которые недоступны в экспериментальной лаборатории (экстремальные давления и температуры, свойственные некоторым пластам или системам разработки). Монетизация этих преимуществ для нефтедобывающих компаний может быть оценена путем расчётов экономии на проведении масштабных кампаний по традиционному лабораторному анализу керна; и уменьшения времени до первой дополнительной нефти за счёт ускорения индустриальных процессов (этот период может достигать полутора-двух лет).

Спектр перспективных направлений технологического развития нефтегазовой отрасли не ограничивается рассмотренными тематиками, однако перечисленные выше области начинают играть своего рода центральную роль, абсорбируя, в том числе, достижения целого ряда сквозных технологий, включая работу с «Большими Данными».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Раздел 1

1.1 BP (2016) Statistical Review of World Energy // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

1.2 EIA (2016) International Energy Outlook 2016 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\)](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016)).

1.3 IEA (2016) World Energy Outlook 2016 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlook2016ExecutiveSummaryEnglish.pdf>

1.4 Keanie C. (2015) Why Aren't NOCs Closing The Technology Gap With IOCs? // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.epmag.com/why-arent-nocs-closing-technology-gap-iocs-829486#p=1>

1.5 Oxford Analytica (2010) NOCs Challenge IOCs // Forbes, 2/23/2010 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.forbes.com/2010/02/22/national-oil-company-opec-business-oxford.html>

1.6 Макаров О. (2017) Америка возвращается в сланцах. Чем рынку нефти грозит наращивание добычи в США // Газета РБК №041 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.rbc.ru/newspaper/2017/03/10/58c13ec79a7947bac992ac5c>

1.7 Kerimova O., Akuliniseva V. (2016) Global E&P: Through Continued Downturn to a Balanced Market // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/global-ep-downturn-to-balanced-market>

1.8 IEA (2016) World Energy Investment 2016 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/september/world-energy-investment-2016.html>

1.9 Нефтяные компании адаптируются к низким ценам на нефть. 20.06.2017. // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://burneft.ru/main/news/17945>

1.10 IEA (2013) Resources to Reserves. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Resources2013.pdf>

1.11 Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию/ М.:2016 – 272 с.

1.12 Lux Research. Investment in Next Generation Oil and Gas Technologies Tops \$7 Billion // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.luxresearchinc.com/news-and-events/press-releases/read/investment-next-generation-oil-and-gas-technologies-tops-7>

1.13 Mills M.P. (2015) Shale 2.0. Technology and the Coming Big-Data Revolution in America's Shale Oil Fields // Energy Policy & the Environment Report, №16 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://www.manhattan-institute.org/pdf/eper_16.pdf

1.14 Wang Z., Krupnick A. (2013) A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-DP-13-12.pdf>

1.15 Crooks E. (2013) Smaller Companies at Vanguard of US Shale Revolution // Financial Times, July 7, 2013 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.ft.com/content/ae2392aa-e57c-11e2-8d0b-00144feabdc0>

1.16 Gruenspecht H. (2016) Oil and Natural Gas – Outlook and Drivers // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://www.eia.gov/pressroom/presentations/gruenspecht_05042016.pdf

1.17 Орешкина А. (2017) По вертикали и горизонтали. Нефтяная отрасль «умнеет» на глазах // Электрон. дан. – За-

главие с экрана. – Режим доступа: <http://ko.ru/component/k2/item/133741>

1.18 Accenture (2016) The 2016 Upstream Oil and Gas Digital Trends Survey // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://www.accenture.com/t20160308T081738_w_us-en/_acnmedia/PDF-9/Accenture-2016-Upstream-Digital-Energy-Survey-Video-Transcript.pdf

1.19 Weiss E. (2013) Collecting and Analyzing Big Data for O&G Exploration and Production Applications // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://www.matimor.org.il/Uploads/general_files/Eldad_Weiss_-_OG_technology_conference_V1.2_-PDF.PDF

1.20 Transparency Market Research (2017) Worldwide Exploration and Production (E&P) Software Market is Expected to Reach a Valuation of US\$14.7 Bn by 2024: High Acceptance of Technology to Reduce Carbon Footprint to Benefit Market, Observes TMR // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.prnewswire.com/news-releases/worldwide-exploration-and-production-ep-software-market-is-expected-to-reach-a-valuation-of-us147-bn-by-2024-high-acceptance-of-technology-to-reduce-carbon-footprint-to-benefit-market-observes-tmr-614240043.html>

1.21 Accenture (2015) Digital Oilfield Outlook Report. Opportunities and Challenges for Digital Oilfield Transformation // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://www.accenture.com/t20151210T215032_w_us-en/_acnmedia/PDF-2/Accenture-Digital-Oilfield-Outlook-JWN-October-2015.pdf

1.22 Research and Markets (2017) Global \$25.09 Bn Digital Oilfield Technology Market 2016-2022: Major Players are Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford, Siemens & Honeywell International Inc // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://globenewswire.com/news-release/2017/03/27/945242/0/en/Global-25-09-Bn-Digital-Oilfield-Technology-Market-2016-2022-Major-Players-are-Schlumberger-Halliburton-Baker-Hughes-Weatherford-Siemens-Honeywell-International-Inc.html>

1.23 Markets and Markets. Digital Oilfield Market worth 30.78 Billion USD by 2020 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.marketsandmarkets.com/PressReleases/digital-oilfield.asp>

Раздел 2

2.1 Громов А.И. (2015) Нефтяная отрасль России в условиях «низких» мировых цен на нефть // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://www.fief.ru/img/files/Gromov_IMAMO_21_10_2015_.pdf

2.2 Кутузова М. Катастрофа с надеждой на лучшее // Нефть России, №11-12, 2016.

2.3 Катенева Ю. (2017) Нефтянка, шаг вперёд. Справится ли Россия? // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://teknoblog.ru/2017/01/08/73260>

2.4 Новак А.В. (2015) Россия на глобальном энергетическом рынке: стабильность и ответственность / Презентация. Вена

2.5 Выгон Г. (2015) Экономика в новой классификации запасов УВС: из прошлого в будущее // Нефтегазовая вертикаль, №22.

2.6 Крайнев Д., Жданов С. (2012) Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Бурение и Нефть, Август 2012 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-08/7>

2.7 Доля запасов трудноизвлекаемой нефти в России достигла 65% // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://ria.ru/economy/20160912/1476697159.html>

2.8 Ампилов Ю.П. (2017) Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, №2.

2.9 RPI (2017) Российский рынок бурения нефтяных скважин: текущее состояние и прогноз до 2026 года // Электрон.

дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://rpi-consult.ru/reports/dobycha-nefti-i-gaza/rossiyskiy-rynok-bureniya-skvazhin-2017/>

2.10 Медведев Н.В. (2016) Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2016/12/01-MWD-LWD-In-Russia-Current-Status-and-Development-Outlook-Through-2025.pdf>

2.11 Сухаревская А. (2016) Заработать на нефти: как российский софт для бурения обошёл западный // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.oilru.com/news/538392>

2.12 Технология за круглым столом: ГРП // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/технология-за-круглым-столом-грп>

2.13 Лукьянов П. (2017) Венчур для реального сектора: чего ждать от 2017 года // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.forbes.ru/tehnologii/337143-venchur-dlya-realnogo-sektora-chego-zhdat-ot-2017-goda>

2.14 Дмитриевский А., Еремин Н. (2017) НГК-2030: цифровой, оптический и роботизированный // Нефть России, №3 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://neftrossii.ru/docs/magazines/NR/2017/NR-2017-3.pdf>

2.15 Кравец В. (2015) Освоение российского шельфа в условиях санкций: нас бьют, а мы крепчаем? // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/03/02_RPI-Offshore-Field-Development-in-Russia-Are-the-Sanctions-an-Opportunity-for-Russian-Companies-to-Fill-the-Void.pdf

2.16 Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали» (2015) Импортзамещение: апофеоз ручного управления // Нефтегазовая Вертикаль, №7.

2.17 Андрианов В. (2016) Импортзамещение ИТ-технологий: нет повести печальнее на свете ... // Нефтегазовая вертикаль, №11

2.18 Deloitte (2014) Состояние и перспективы развития нефтесервисного рынка России 2014 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/ru_state_and_prospects_of_russian_oilgas_market_ru.pdf

2.19 Уточника А. (2017) Вызовы «молодого» рынка // Нефть России, №3 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://neftrossii.ru/docs/magazines/NR/2017/NR-2017-3.pdf>

2.20 Ходыкин А. Российские нефтегазовые специалисты востребованы в мире. Особенности подбора персонала для нефтегазовой отрасли // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.oilcareer.ru/publ/16-1-0-32>

2.21 Нефтяные вузы России 2017 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://edunews.ru/universities-base/spisok/oil.html>

2.22 Эдер Л., Филимонова И., Проворная И. (2016) Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть, Декабрь 2016 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2016-12/3>

2.23 АссоНефть (2016) Итоги работы Ассоциации «Ассо-Нефть» за 2016 г. Направления работы на 2017 г.

2.24 Top 100 Operators: Proved Reserves and Production, Operated vs Owned, 2009 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://docshare04.docshare.tips/files/14800/148000981.pdf>

2.25 Энергетический центр МШУ Сколково (2014) Есть ли будущее у сектора российских независимых нефтяных компаний?

2.26 Ministry of Petroleum and Energy. The Norwegian Petroleum Sector. Facts 2014

2.27 Sasson A., Blomgren A. (2011) Knowledge Based Oil and Gas Industry / BI Norwegian Business School, Research Report

2.28 Старинская Г. (2016) «Новатэк» удвоил чистую прибыль в 2015 году благодаря росту продаж жидких углеводородов // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/02/29/631720-novatek-udvoil-chistuyu-pribil-2015-godu-blagodarya-rostu-prodazh-zhidkikh-uglevodorodov>

[www.vedomosti.ru/business/articles/2016/02/29/631720-novatek-udvoil-chistuyu-pribil-2015-godu-blagodarya-rostu-prodazh-zhidkikh-uglevodorodov](http://www.rbc.ru/newspaper/2016/07/21/578f734a9a7947ba72400442)

2.29 Телегина Н., Подобедова Л. (2016) Рубль съедает прибыль «Сургутнефтегаза» // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.rbc.ru/newspaper/2016/07/21/578f734a9a7947ba72400442>

2.30 Даниленко Л.Н. (2013) К вопросу о собственности и присутствии государства в рентообразующей сфере экономики // Национальные интересы: приоритеты и безопасность, №44.

2.31 Бозо Н.В., Малышева Е.В., Шмат В.В. Институциональные барьеры в развитии нефтегазового сектора. К вопросу о реформировании институциональной среды в нефтегазовом секторе России // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://www.nsu.ru/rs/mw/link/Media/22406/19_Boso.pdf

2.32 55. Выгон Г., Рубцов А., Ежов С. (2017) Основные направления налоговой реформы нефтяной отрасли // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://vygon.consulting/upload/iblock/fc5/vygon_consulting_tax_reform_2017.pdf

2.33 Рябков А. (2016) Переход к налогообложению нефтегазовой отрасли на основе финансового результата: российские реалии и международный опыт // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://oilgascom.com/wp-content/uploads/2016/10/Nalogi_KPMG_Ryabov.pdf

2.34 Ставка НДС для нефти // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.n-kodeks.ru/comments/1728/5817/>

2.35 Коэффициент цены (Кц) за 2016 год // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://www.nalog.ru/rn87/taxation/taxes/ndpi/kc/kc_2016/

2.36 Крюков В.А. (2012) Институциональные барьеры развития нефтегазового сектора России (на примере Восточной Сибири) // Журнал новой экономической организации, №4 // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://cre.ranepa.ru/wp-content/uploads/2014/05/2012.11.12.-Ин->

ституциональные-барьеры-развития-нефтегазового-сектора-России_Нефтегазовый-сектор.-Проблемы-модернизации.pdf

2.37 ПАО «Лукойл» (2017) Анализ руководством компании финансового состояния и результатов деятельности за 2016, 2015 и 2014 гг. // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/FileSystem/PressCenter/93362.pdf>

2.38 Выгон Г., Рубцов А., Ежов С. и др. (2017) Нефтяная отрасль России: итоги 2016 г. и перспективы на 2017-2018 гг. Часть 1: Сценарии добычи и доходов бюджета // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://vygon.consulting/upload/iblock/036/vygon_consulting_russian_oil_industry_outlook_2018_p1.pdf

2.39 Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 29 декабря 2014 года №2784 «Об образовании Межведомственной рабочей группы по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, комплектующих и запасных частей, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения, а также по развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации»

2.40 Приказ Минпромторга РФ №645 от 31 марта 2015 г. «Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации».

2.41 Федоров А.А. Подходы к импортозамещению в рамках закона № 223-ФЗ // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://roszakupki.ru/upload/documents/conference223/doklad/institut/Федоров_Импортозамещение.pdf

2.42 Основные результаты работы Министерства энергетики Российской Федерации в 2016 году // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://government.ru/dep_news/27329/

2.43 ФАС нашла нарушение в выполнении «Транснефтью» директивы Шувалова по импортозамещению // Электрон.

дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/economics/news/2016/07/07/648305-transneftyu-direktivi-importozamescheniyu>

2.44 Как госкомпании выполняют директивы правительства об импортозамещении // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://d-russia.ru/kak-goskompanii-vypolnyayut-direktivы-pravitelstva-ob-importozameshhenii.html>

2.45 Андрианов В. (2015) Нефтесервис: хроника отложенного падения // Нефтегазовая вертикаль, №21.

2.46 Импортозамещение в нефтегазовой сфере идёт опережающими темпами // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://www.ruscable.ru/news/2017/04/21/Importozameschenie_v_neftegazovoj_sfere_idet_opere/

2.47 Состоялось очередное заседание МРГ по снижению зависимости российского ТЭК от импорта // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://burneft.ru/main/news/12959>

2.48 Шустиков В. (2016) Кибер ГРП: при поддержке Минпромторга России, Минэнерго России, Минкомсвязи России проводится уникальный конкурс по созданию российского ПО для нефтяной отрасли // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://sk.ru/news/b/pressreleases/archive/2016/10/31/kiber-grp-pri-podderzhke-minpromtorga-rossii-minenergo-rossii-minkomsvyazi-rossii-provoditsya-unikalnyy-konkurs-po-sozdaniyu-rossiyskogo-po-dlya-neftyanoy-otrasli.aspx>

2.49 Фонд «Сколково» объявил конкурс «Кибер ГРП» по созданию российского ПО для нефтяной отрасли // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://4science.ru/finsupports/Priem-zayavok-na-konkurs-Kiber-GRP-po-sozdaniyu-rossiyskogo-PO-dlya-neftyanoi-otrasli>

2.50 Осипов М. Как раскрыть потенциал Баженовской свиты // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://hantimansiysk.bezformata.ru/listnews/raskrit-potentcial-bazhenovskoj-sviti/45874510/>

2.51 В Татарстане будут созданы полигоны по сверхвязкой сланцевой нефти // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим

доступа: http://www.nftn.ru/blog/v_tatarstane_budut_sozdany_poligony_po_sverkhvjazkoj_slancevoj_nefti/2015-05-17-1502

2.52 Изменения в закон «О недрах» Минприроды РФ планирует внести в Госдуму этой осенью // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.tatar-inform.ru/news/2017/03/21/544401/>

Раздел 3

3.1 В. Алварado, Э. Манрик. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения/Перевод с английского. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2011. – 244 с, ил. — (Промышленный инжиниринг).

3.2 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи // Недрa 1985, 308с.

3.3 Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика); учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.

3.4 Мамедова С. Г. Силантьев В. В. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. <https://nsportal.ru/ap/library/nauchno-tekhnicheskoe-tvorchestvo/2015/12/01/prezentatsiya-povysheniya-nefteotdachi>

3.5 Е.А. Гладков. Оптимизация третичных МУН для месторождений с длительной историей разработки. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 3/2014, с.58-67

3.6 Электронный ресурс, 2016. <http://www.eemkzn.ru/articles/article3-metody-uvlicheniya-nefteotdachi-mun>

3.7 S. K. Rai, A. Bera, and A. Mandal, “Modeling of surfactant and surfactant polymer flooding for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software,” J. Pet. Explor. Prod. Technol., 2015.

3.8 R.W. Bentley, Global oil & gas depletion: an overview, In Energy Policy, Volume 30, Issue 3, 2002, Pages 189-205, ISSN 0301-4215, [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00144-6](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00144-6).

3.9 Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб. Пособие. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006.-565 с.

3.10 Popov E., Myasnikov A., Cheremisin A., Miftakov R., Stukachev V., Mukhametdinova A. Experimental and Computational Complex for Determination of the Effectiveness of Cyclic Carbon Dioxide Injection for Tight Oil Reservoirs. Proceedings - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. 2016. Vol.2. P.811–830 (SPE Conference Paper 181918-MS)

3.11 Davletbaev A., Kovaleva L., Victor Kireev V., Zainulin A., Myasnikov A.V. Solvent Injection and Radio-Frequency Electromagnetic Radiation in the Fractured Well: Numerical Study. AIP Conference Proceedings, 2017, 1906, 200011-1–200011-4

3.12 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ РГУ нефти и газа им Губкина. 2003. С. 816. ISBN: 5-7246-0234-2

3.13 Каневская, Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская // Недрa. – 1999. – С. 213.

3.14 Britt L.K., Schoeffler J. The Geomechanics Of A Shale Play What Makes A Shale Prospective. 2009. SPE-125525-MS.

3.15 Rickman, R. Mullen, M., Petre, E. Grieser, B., and Kundert, D.: “A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale,” paper SPE 115258 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, CO, Sept. 21-24, 2008.

3.16 Slatt R.M., Carlos Molinares-Blanco, Jean D. Amoroch, Carlos L. Cabarcas, Emilio Torres-Parada. Sequence Stratigraphy, Geomechanics, Microseismicity, and Geochemistry Relationships in Unconventional Resource Shales. 2014. SPE-2014-1934195-MS

3.17 Popov E., Myasnikov A., Cheremisin A., Miftakov R., Stukachev V., Mukhametdinova A. Experimental and Computational Complex for Determination of the Effectiveness of Cyclic Carbon Dioxide Injection for Tight Oil Reservoirs. Proceedings - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. 2016. Vol.2. P.811–830 (SPE Conference Paper 181918-MS)

3.18 Economides M., Nolte K. Reservoir Stimulation. Prentice Hall, 1989, ISBN 0-13-774472, 408p

3.19 Сонич, В. П. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты / В. П. Сонич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 63–68.

3.20 Suarez-Rivera R., Burghardt J., Stanchits S., Edelman E., Surdi A., 2013, Understanding the effect of rock fabric on fracture complexity for improving completion design and well performance, IPTC 17018, Proc. International Petroleum technology Conference.

3.21 Stefanov, Yu., Myasnikov A. Hydraulic fracture propagation in a layered elasto-plastic medium Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. pp. 315-319

3.22 Stefanov, Yu. P., Bek, D. D., Myasnikov, A. V., Akhtyamova, A. I. Modelling of Hydraulic Fractures Propagation in the Layered Elastoplastic Media. Proceedings - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. 2016. Vol. 3. P. 1756–1782 (SPE Conference Paper 182021-MS)

3.23 Мясников А.В., Ю.П. Стефанов, В.П. Стенин, Д.Д. Бек, А.И. Ахтямова. О возможном решении задачи дизайна многостадийного ГРП в баженовских формациях. Недропользование XXI век, № 6, декабрь 2016 г. С. 62-79

3.24 Бек Д.Д., А.И. Ахтямова, А.В. Мясников, Ю.П. Стефанов, В.П. Стенин, Д.В. Альчибаев. Оптимизация высокоскоростной закачки при ГРП горизонтальных скважин формаций баженовской свиты на примере Вынгаяхинского разреза. Нефтяное хозяйство, №4, 2017, с. 90-95

3.25 Мясников А.В. О моделировании экологически безопасной закачки флюидов в пласт. EAGE/SPE Joint Workshop 2015 “Exploration of shale oil resources and reserves”, 13-15

April 2015, Moscow, Russia, MO CH 17, с.1-4

3.26 Мифтахов Р.Ф., Мясников А.В., Вершинин А.В., Чугунов В.В., Зингерман М.К. О построении гидро-геомеханических моделей сланцевых формаций. Технологии сейсморазведки, 2015, N4, с. 97-108

3.27 Dahi-Taleghani A., M. Ahmadi, and W. Wang, Jon E. Olson Thermal Reactivation of Microfractures and its Potential Impact on Hydraulic-Fracture Efficiency. October 2014 SPE Journal, pp. 761-770 (SPE-163872-PA).

3.28 Dahi-Taleghani A., Olson J. E., Numerical Modeling of Multistranded Hydraulic-Fracture Propagation: Accounting for the Interaction between Induced and natural Fractures, SPE Journal, September 2011, 575-581.

3.29 Suarez-Rivera R., Fjaer E. How Important is the Poroelastic Effect to Completion Design on Tight Shales. 2012. ARMA 2012-657.

3.30 Soliman M.Y., Johan Daal, Loyd East. Fracturing unconventional formations to enhance productivity. Journal of Natural Gas Science and Engineering (2012) 52-67

3.31 Gale J. F.W., Reed R. M. и Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2007. - 91 (4).

3.32 Mokhtari M., Bui B.T., Tutuncu A.N., 2014, Tensile failure of shales: impacts of layering and natural fractures, SPE 169520, Proc. SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting

3.33 Mayerhofer M.J., Lolon E.P., Warpinski N.R., Cipolla C.L., Walser D., Rightmire C.M., 2010, What is stimulated reservoir volume? SPE Production and Operations, February 2010, 89-98.

3.34 Kuila U, Prasad M. Understanding Pore-Structure and Permeability in Shales. 146869-MS SPE Conference Paper – 2011

3.35 Брусиловский, 2000. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: «Грааль», 2002, 575 с.

3.36 Du, L. and Chu, L., 2012. Understanding Anomalous Phase Behavior in Unconventional Oil Reservoirs, SPE Canadian

Unconventional Resources Conference. Society of Petroleum Engineers, Calgary, Canada.

3.37 Firincioglu, T., Ozkan, E. and Ozgen, C., 2012. Thermodynamics of Multiphase Flow in Unconventional Liquids-Rich Reservoirs, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

3.38 Nojabaei, B., Johns, R.T. and Chu, L., 2013. Effect of Capillary Pressure on Fluid Density and Phase Behavior in Tight Rocks and Shales. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, August: 281 - 289.

3.39 Wang, Y., Yan, B. and Killough, J., 2013. Compositional Modeling of Tight Oil Using Dynamic Nanopore Properties, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

3.40 Chu, L., Ye, P., Harmawan, I.S., Du, L. and Shepard, L.R., 2012. Characterizing and Simulating the Nonstationariness and Nonlinearity in Unconventional Oil Reservoirs: Bakken Application, SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Society of Petroleum Engineers.

3.41 Baikov V.A., A.Ya. Davletbaev and D.S. Ivaschenko. Non-Darcy Flow Numerical Simulation and Pressure/Rate Transient Analysis for Ultra-Low Permeable Reservoirs. 2014. SPE-171174-MS

3.42 Falk K., B. Coasne, R. Pellenq, F.-J. Ulm and Bocquet L. Subcontinuum mass transport of condensed hydrocarbons in nanoporous media. Nature communications, 2015, vol. 6.

3.43 Pomerantz A. E., A. Suleimenova, G. Vaughan, G. Garbarino, M. Feygenson, C. Wildgruber, Ulm F.-J., et al. Realistic molecular model of kerogen's nanostructure, Nature materials, vol. 15, no. 5, pp. 576–582, 2016.

3.44 Xiong Y., Philip. H. Winterfeld, Yu-Shu Wu, Zhaoqin Huang. Coupled Geomechanics and Pore Confinement Effects for Modeling Unconventional Shale Reservoirs. 2014. SPE-2014-1923960-MS

3.45 Ambrose, R.J., Hartman, R.C., Diaz-Campos, M., I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. SPE 131772. Paper presented at the SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh,

Pennsylvania, USA. Society of Petroleum Engineers.

3.46 Segato M., Colombo I. Use of Reservoir Simulation to Help Gas Shale Reserves Estimation. 2012. IPTC-14798-MS.

3.47 Электронно-библиотечная система Издательства «Лань» // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com>.

3.48 Clark, J. B. Hydraulic process for increasing productivity of wells // Trans. AIME. – 1949. – Vol. 186. – P. 1–8

3.49 Мировые новости «Науки»// Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.iptcr.ru>

3.50 Усачёв, П. М. Гидравлический разрыв пласта / П. М. Усачёв // Недра. – 1986. – С. 165.

3.51 Бачин С.И. Доразработка остаточных запасов нефти высокообводненных месторождений с неоднородными коллекторами. Диссертация на соискание степени кандидата технических наук. Уфа, 2008. С.128

3.52 Демакин П.С. Перспективы развития ГРП. Материалы 12-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ», № 3 (057) Сентябрь 2016, с. 26-34

3.53 Константинов, С. В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом / С. В. Константинов, В. И. Гусев // Обзорная информация. Серия «Нефтепромышленное дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – С. 61.

3.54 Бурдин Константин Валериевич. Разработка и исследование технологий изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением гибких труб: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15: Тюмень, 2003 168 с.

3.55 Магадова Л.А. Совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта на основе разработки рецептов термостабильных гелеобразующих жидкостей разрыва для низкопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири: Дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06: Москва, 1999. 145 с.

3.56 Джими М.У. Регулирование технологий ГРП на основе моделирования процессов и свойств технологических жидкостей: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17: Уфа, 2012. 143 с.

3.57 Баженов С.Л. Разработка технологических жидкостей для гидравлического разрыва пласта на углеводородной ос-

нове с использованием железных и алюминиевых солей ортофосфорных эфиров: Дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11: Москва, 2007. 167 с.

3.58 Electronic scientific journal "Oil and Gas Business" // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://ogbus.ru>

3.59 Выбор жидкости разрыва для интенсификации добычи из малопроницаемых газоносных пластов // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.docme.ru/doc/1170386>

3.60 Губский, А. Технология концевое экранирования на месторождениях Западной Сибири / А. Губский // Нефтегазовое обозрение. – 2000. – № 3. – С. 4–9.

3.61 Lewis, R.J. et al. Advanced Drillable Aluminum Plug Technology Solves Operational Concerns: Pinedale, Wyoming / R.J. Lewis [et al.] // SPE Conference Paper. – 2010. – SPE 130511.

3.62 Baihly J.D. et al. Sleeve Activation in Open-hole Fracturing Systems: A Ball Selection Study / Jason David Baihly [et al.] // SPE Conference Paper. – 2012. – SPE 162657.

3.63 McKown, M. Resettable Frac Isolation on Coiled-Tubing + Grip/Shift Sleeves / M. McKown, J. DeGeare, T. Willems // 7-th Annual ICoTA Intervention Technology Award. – 2013.

3.64 Pongratz R. Evolution of Hydraulic Fracturing in Russia / Reinhard Pongratz, Igor Konstantinovich Kuvshinov, Konstantin E. Latkin. // SPE Conference Paper. – 2008. – SPE 11487.

3.65 Stefanov, Yu.P., Myasnikov A.V. Hydraulic fracture propagation in a layered elasto-plastic medium»Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. pp. 315-319

3.66 Бек Д.Д., А.И. Ахтямова, А.В. Мясников, Ю.П. Стефанов, В.П. Стенин, Д.В. Альчибаев. Оптимизация высокоскоростной закачки при ГРП горизонтальных скважин формаций баженовской свиты на примере Вынгаяхинского разреза. Нефтяное хозяйство, №4, 2017, с. 90-95

3.67 Gillard M. R. A New Approach to Generating Fracture Conductivity / Matthew Robert Gillard [et al.] // SPE Conference Paper. – 2010. – SPE 135034.

3.68 Schlumberger // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.slb.com>

3.69 Cohen, C.E. A Parametric Study on Completion Design in Shale Reservoirs Based on Fracturing to Production Simulations / C.E. Cohen [et al.] // IPTC 17462, 2014

3.70 Boronin S.A., Osipov A.A. and Desroches J., 2015. Displacement of yield-stress fluids in a fracture. International Journal of Multiphase Flow, 76, pp.47-63.

3.71 Osipov A.A., Medvedev O.O. and Willberg D., Schlumberger Technology Corporation, 2008. Hydraulic fracture height growth control. U.S. Patent Application 12/998,866

3.72 Willberg D. M., Nosova K., Bulova M., James S., Sokolov S. Delayed water-swelling materials and methods of use. 2006. US 9120963 B2

3.73 Kohar J.P., Gofei S., Radial Drilling Technique for Improving Recovery from Existing Oil Fields. International Journal of Scientific & Technology Research, 2014, 3, pp. 159-161.

3.74 Улькин, Д.А., Методы моделирования образования и развития трещин в горных породах. Диссертация на соискание степени кандидата физико-математических наук по специальности 05.13.18

3.75 Khakimova L.A., A.V. Myasnikov, Y.S. Melnikova, A.M. Zhabkina. Optimization Workflow for Modelling of Two Phase Thermal Multicomponent Filtration. «7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences pp. 36-40»

3.76 Kristianovich S. A., Zheltov Y. P. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids // Proceedings of the 4-th World Petroleum Congress, vol. 2. - 1955 – pp. 579-586

3.77 Geertsma J., de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulic induced fractures // Journal of Petroleum Technology. - 1969. – 1571-1581.

3.78 Perkins T.K. Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // J. Petrol. Technol. V. 13. № 9. – 1961 – pp. 937-949.

3.79 Nordgren R. Propagation of vertical hydraulic fractures // Soc. Petrol. Eng. Journal V. 12. № 4. - 1972 - 306-314.

3.80 Акулич А. В. Взаимное влияние растущей трещины гидроразрыва и природного разлома коллектора пласта. Диссертация на соискание учёной степени кандидата физико-математических наук. Москва, 2011

3.81 Carter R. D. Derivation of the General Equation for Estimating the Extent of the Fractured Area // Appendix I of «Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension», Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute. - New York: American Petroleum Institute, 1957. - Drilling and Production Practice: Vol. Appendix I of «Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension». - pp. 261-269.

3.82 Abe H., Mura T., Keer L. Growth rate of a penny-shaped crack in hydraulic fracturing of rocks.1 // J. Geophys. Res. 1976a. V. 81. №29. P. 5335–5340.

3.83 Abe H., Mura T., Keer L. Growth rate of a penny-shaped crack in hydraulic fracturing of rocks. 2 // J. Geophys. Res. 1976b. V. 81. №29. P. 6292–6298.

3.84 Spence D.A., Sharp P.W., 1985. Self-similar solution for elastohydrodynamic cavity flow. Proc. Roy. Soc. Lond. Ser. A (400), 289–313.

3.85 Зазовский А.Ф. Распространение плоской круговой трещины гидроразрыва в непроницаемой горной породе // Изв. АН СССР. МТТ. 1979. №2. С. 103–109.

3.86 Eekelen H.A.M. Hydraulic fracture geometry: fracture containment in layered formation // Soc. Petrol. Eng. J. 1982. V. 22. №3. P. 341–349.

3.87 Гордеев Ю.Н. Автомодельное решение задачи о распространении псевдотрехмерной вертикальной трещины гидроразрыва в непроницаемом пласте // Изв. РАН. МЖГ. 1995. №6. С. 79–86.

3.88 Advani S., Lee T., Lee J. Three-dimensional modeling of hydraulic fractures in layered media: Finite element formulations // ASME J. Energy Res. Tech. 1990. V. 112. P. 1–18.

3.89 Ben Naceur K, Thiercelin M, Touboul E. Simulation of fluid flow in hydraulic fracturing: implications for 3D propagation. SPE Prod. Eng. J. 1990; (May):133–41 [SPE 16032].

3.90 Clifton R.J., Abou-Sayed A.S. A variational approach to the prediction of the three-dimensional geometry of hydraulic fractures. In: Proceedings of the SPE/DOE low permeability symposium, Denver, May 27–29. Richardson: Society Petroleum Engineers; 1981 [SPE 9879].

3.91 Clifton R.J., Wang J.-J. Adaptive optimal mesh generator for hydraulic fracturing. In: Roegiers J.C., editor. Rock mechanics as a multidisciplinary science. Rotterdam: Balkema; 1991. p. 607–16.

3.92 Barree R.D. A practical numerical simulator for three-dimensional fracture propagation in heterogeneous media. In: Proceedings of the SPE symposium reservoir simulation, San Francisco, November 15–18. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1983. p. 403–13 [SPE 12273].

3.93 Siebrits E., Peirce A.P. An efficient multi-layer planar 3D fracture growth algorithm using a fixed mesh approach. Int. J. Numer. Meth. Eng. 2002; 53:691–717.

3.94 Weng Xiaowei, Olga Kresse, Dmitry Chuprakov, Charles-Edouard Cohen, Romain Prioul, Utpal Ganguly Applying complex fracture model and integrated workflow in un conventional reservoirs. J. Petrol. Sci.Eng.(2014), <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.021>

3.95 Chuprakov, D., Melchaeva, O., Prioul, R., 2013. Injection-Sensitive Mechanics of Hydraulic Fracture Interaction with Discontinuities. ARMA Symposium. San Francisco, CA.

3.96 Chekhonin E., K. Levonyan. Hydraulic fracture propagation in highly permeable formations, with applications to tip screenout. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 50 (2012) 19–28.

3.97 Papanastasiou P. The influence of plasticity in hydraulic fracturing. International Journal of Fracture. 84: 61–79, 1997.

3.98 Shelukhin V. V., Baikov V. A., Golovin S. V., Davletbaev

A. Y., Starovoitov V. N. Fractured water injection wells: Pressure transient analysis // *Int. J. Sol. Struct.* 2014. V. 51 (11), Pp. 2116–2122

3.99 S.V. Golovin, V.I. Isaev, A. N. Baykin, D. S. Kuznetsov, A. E. Mamontov. Hydraulic fracture numerical model free of explicit tip tracking // *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 2015. V. 76 Pp. 174–181.

3.100 S.V. Golovin, A. N. Baykin. Stationary dipole at the fracture tip in a poroelastic medium // *International Journal of Solids and Structures*. 2015, V. 69–70, Pp. 305–310.

3.101 A.N. Baykin, S.V. Golovin. Modelling of hydraulic fracture propagation in inhomogeneous poroelastic medium // *J. Phys.: Conf. Ser.* 2016. V. 722. 012003

3.102 S.V. Golovin, A.V. Valov. Determination of hydraulic fracture parameters using a non-stationary fluid injection // *J. Phys.: Conf. Ser.* 2016. V. 722. 012008

3.103 Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1999. – 213 с.

3.104 Каневская Р.Д., Кац Р.М. Аналитические решения задач о притоке жидкости к скважине с вертикальной трещиной гидроразрыва и их использование в численных моделях фильтрации. // *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. – 1996. – № 6. – С. 69–80.

3.105 Каневская Р.Д., Кац Р.М. Оценка эффективности гидроразрыва добывающих и нагнетательных скважин при различных системах заводнения пласта. // *Нефтяное хозяйство*. – 1998. – № 6. – С. 34–37.

3.106 Каневская Р.Д. О притоке жидкости к скважине с вертикальной трещиной гидроразрыва в кусочно-однородном анизотропном пласте. // *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. – 1999. – № 2. – С. 64–71.

3.107 Barbati, A.C., Desroches, J., Robisson, A., McKinley, G.H., 2016. Complex fluids and hydraulic fracturing. *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.* 7, 415–453.

3.108 Bivins, C.H., Boney, C., Fredd, C., Lassek, J., Sullivan, P., Engels, J., Fielder, E.O., Gorham, T., Judd, T., Mogollon, A.E.S., Tabor, L., 2002. New fibers for hydraulic fracturing. *Science*

83 (2), 660–686.

3.109 Engels, J.N., Martinez, E., Fredd, C.N., Boney, C.L., Holms, B.A., 2004. A Mechanical Methodology of Improved Proppant Transport in Low viscosity Fluids: Application of a Fiber-assisted Transport Technique in East Texas. SPE91434.

3.110 Gillard, M.R., Medvedev, O.O., Hosein, P.R., Medvedev, A., Penacorada, F., Huteau, E., 2010. A New Approach to Generating Fracture Conductivity. SPE 135034.

3.111 Medvedev, A.V., Kraemer, C.C., Pena, A.A., Panga, M.K.R., 2013, February. On the mechanisms of channel fracturing. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.

3.112 Miller, M.J., Schlumberger Technology Corporation, 2013. Well Treatment. U.S. Patent Application 14/016,571.

3.113 Potapenko, D.I., Theuveny, B.C., Desroches, J., Willberg, D.M., Enkababian, P., Moncada, K., Williams, R., Deslandes, P., Wilson, N., Neaton, R., Mikovich, M., Han, Y., Conort, G., October 2017. Securing long-term well productivity of horizontal wells through optimization of postfracturing operations. In: SPE 187104 to Be Presented at the 2017 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, pp. 9–11.

3.114 Crockett, A.R., Okusu, N.M., Cleary, M.P., 1986, January. A complete integrated model for design and real-time analysis of hydraulic fracturing operations. In: SPE California Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 15069.

3.115 Cleary, M.P., Barr, D.T., Willis, R.M., 1988, January. Enhancement of real-time hydraulic fracturing models with full 3-D simulation. In: SPE Gas Technology Symposium. Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 17713.

3.116 Barree, R.D., 1983, January. A practical numerical simulator for three-dimensional fracture propagation in heterogeneous media. In: SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 12273.

3.117 Romero, J., Mack, M.G., Elbel, J.L., 1995, January. Theoretical model and numerical investigation of near-wellbore effects in hydraulic fracturing. In: SPE Annual Technical Conference

and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

3.118 Mack, M.G., Warpinski, N.R., 2000. Mechanics of hydraulic fracturing. In: Economides, M.J., Nolte, K.G. (Eds.), *Reservoir Stimulation*. Wiley, Chichester

3.119 Siebrits, E., Gu, H., Desroches, J., 2001. An improved pseudo-3D hydraulic fracturing simulator for multiple layered materials. *Comput. Methods Adv. Geomech.* 1341–1345.

3.120 Weng, X., Kresse, O., Chuprakov, D., Cohen, C.E., Prioul, R., Ganguly, U., 2014. Applying complex fracture model and integrated workflow in unconventional reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 124, 468–483.

3.121 Xu, W., Thiercelin, M.J., Ganguly, U., Weng, X., Gu, H., Onda, H., Sun, J., Le Calvez, J., 2010, January. Wiremesh: a novel shale-fracturing simulator. In: *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Society of Petroleum Engineers.

3.122 Meyer, B.R., 1989. Three-dimensional hydraulic fracturing simulation on personal computers: theory and comparison studies. In: *Paper SPE 19329*, Oct. 1989.

3.123 Meyer, B.R., Cooper, G.D., Nelson, S.G., 1990, January. Real-time 3-D hydraulic fracturing simulation: theory and field case studies. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. *Paper SPE 20658*.

3.124 Adachi J., E. Siebrits, A. Peirce, J. Desroches. Computer simulation of hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*. 44 (2007) 739–757.

3.125 Carter B.J., Desroches J., Ingraffea A.R., Wawrzynek. PA. Simulating fully 3D hydraulic fracturing. In: Zaman M, Booker J, Gioda G, editors. *Modeling in geomechanics*. New York: Wiley Publishers; 2000.

3.126 Dean R.H., Schmidt J.H., Hydraulic fracture predictions with a fully coupled geomechanical reservoir simulator, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, paper SPE 116470, Society of Petroleum Engineers, Denver, CO, 2008. USA, pp. 1–12.

3.127 Ji, L.J., Settari, A. & Sullivan, R.B., 2009. A novel hydraulic fracturing model fully coupled with geomechanics and reservoir simulation, *SPE J.*, 14, 423–430.

3.128 E. I. Romenskii. Relaxation model for describing the strain of porous materials. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, September 1988, Volume 29, Issue 5, pp 735–738

3.129 E.I. Romenskii, “A thermodynamically consistent system of conservation laws for the flow of a compressible fluid in an elastic porous medium”, *Sib. Zh. Ind. Mat.*, 14:4 (2011), 86–97

3.130 D. Zeidan, A. Slauuti, E. Romenskii, E. F. Toro, Numerical Solution for Hyperbolic Conservative Two-Phase Flow Equations, *Int. J. Comput. Methods* 04, 299 (2007).

3.131 Yarushina V., Bercovici D. and Michael L. Oristaglio. Rock deformation models and fluid leak-off in hydraulic fracturing. 2013. *Geophys. J. Int.* (2013) doi: 10.1093/gji/ggt199. 1–13.

3.132 Yarushina V.M., Podladchikov Y.Y. (De) compaction of porous viscoelastoplastic media: Model formulation. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2015, 120 (6), 4146–4170

3.133 Yarushina V.M., Podladchikov Y.Y., Connolly J.A.D. (De) compaction of porous viscoelastoplastic media: Solitary porosity waves. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2015, 120 (7), 4843–4862

3.134 Omlin s., Räss l., Podladchikov y. Massively parallel simulation of three-dimensional viscoelastic deformation coupled to porous fluid flow , 2018, in preparation

3.135 Omlin s., Malvoisin b., Podladchikov y. Porous fluids extraction by reactive solitary waves in 3-d , 2018, in preparation

3.136 Lebon G., Jou D., Casas-Vázquez J. Understanding Non-equilibrium Thermodynamics. Foundations, Applications, Frontiers. 2008, Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 325pp.

3.137 Muller I., Weiss W. Thermodynamics of irreversible processes – past and present. *Eur. Phys. J. H* 37, 139–236 (2012)

3.138 Stefanov, Yu.P. On some features of numerical simulation of the behavior of elastic-brittle-plastic materials. *Phys. Mesomech*, 2005, 8(3-4), 121–133.

3.139 Stefanov, Yu.P. Numerical modeling of deformation and failure of sandstone specimens. *Journal of Mining Science*, 2008, 44(1), 64-72.

3.140 Stefanov, Yu.P., Chertov, M.A., Aidagulov, G.R., Myasnikov, A.V. Dynamics of inelastic deformation of porous rocks and formation of localized compaction zones studied by numerical modeling. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2011, 59, 2323-2340.

3.141 Jalali M., Dusseault M. Coupled Fluid-Flow and Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs. 2008 ISRM-ARMS5-2008-153.

3.142 Hernandez I., Numerical Reservoir Simulation Coupled with Geomechanics. 2011. SPE-152364-STU.

3.143 Вершинин А.В., Сабитов Д.И., Ишбулатов С.Ю., Мясников А.В. Моделирование гидрогеомеханических пластовых процессов путем внешнего сопряжения специализированных вычислительных пакетов и универсальной CAE Fidesys. 2017. Чебышевский сборник (в печати)

3.144 Omlin S. Development of massively parallel near peak performance solvers for three-Dimensional Geodynamic modelling. PhD Thesis, Lausanne University, Lausanne, 2016, p. 180

3.145 Crouch S. L., Starfield A. M. Boundary element methods in solid mechanics. - London: Allen and Unwin, 1983

3.146 Alekseenko O.P [и др.] 3D Modeling of fracture initiation from perforated non-cemented well-bore. *SPE Journal*, 2013 г. - Vol. 18, No. 3.

3.147 Ispas Ion [и др.] Laboratory Testing and Numerical Modelling of Fracture Propagation from Deviated Wells in Poorly Consolidated Formations [Книга]. - [б.м.]: SPE 159262, 2012.

3.148 Meng Ch. Interaction between Hydraulic Fracturing Process and Preexisting Natural Fractures [Книга]. - [б.м.]: Thesis, 2009.

3.149 Stefanov, Yu.P., Myasnikov A.V. Hydraulic fracture propagation in a layered elasto-plastic medium» *Geomodel 2015* - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological

Exploration and Development. pp. 315-319

3.150 Соннов Максим, Вершинин Анатолий, Жуков Владислав, Юрий Овчаренко, Сергей Лукин, Александра Глазырина. Геомеханическое моделирование околоскважинной зоны // *Oil&Gas Journal Russia*. — 2017. — № 1-2 [112]. — С. 72–76.

3.151 Баренблатт Г.И. О некоторых задачах теории упругости, возникающих при исследовании механизма гидравлического разрыва пласта // *ПММ*. 1956. Т. 20. Вып. 4. С.475–486.

3.152 Khalili, N., Valliapan, S. Unified theory of flow and deformation in double porous media *European Journal of Mechanics*. 1996. Т. 15, № 2. – С. 321–336.

3.153 Wilmanski K. A few remarks on Biot's model and linear acoustics of poroelastic saturated materials // *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. 2006. V. 26. P.509-536.

3.154 Bagheri, M., Settari, A. Modeling of Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs – SPE-93083-MS, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, USA, 2005.

3.155 Bagheri, M., Settari, A. Modeling Coupled Fluid Flow and Deformation of Fractured Reservoirs Using Full Tensor Permeability // SPE paper 113319. *Europec/EAGE Conference and Exhibition*, 9-12 June 2008, Rome, Italy. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/113319-MS>

3.156 Марчук Г. И. Методы вычислительной математики. Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», Л1, 1977, 456 стр.

3.157 Chen, H.-Y., & Teufel, L. W. (1997, January 1). Coupling Fluid-Flow and Geomechanics in Dual-Porosity Modeling of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/38884-MS

3.158 3Lewis, R. W., Pao, W. K. S. Numerical simulation of Three-Phase Flow in Deforming Fractured Reservoir Oil & Gas Science and Technology. 2002. Т. 57, № 5. – С. 499–514.

3.159 Alabdulmohsen Z. Experimental study of crude oil emulsion stability by surfactants and nanoparticles // *Masters Theses* 2015.

3.160 Olajire, A.A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges // *Energy* 2014, P. 1-20.

3.161 Kumar S., Mandal A. Studies on interfacial behavior and wettability change phenomena by ionic and nonionic surfactants in presence of alkalis and salt for enhanced oil recovery // *Applied Surface Science* 2016, P.42–51.

3.162 Sedaghata M. H., Mohammadib H., Razmia R. Application of SiO₂ and TiO₂ nanoparticles to enhance the efficiency of polymer-surfactant floods // *Energy sources, part a: recovery, utilization, and environmental effects* 2016, P.22–28.

3.163 Bera A., Kumar T., Ojha K., Mandal A. Adsorption of surfactants on sand surface in enhanced oil recovery: Isotherms, kinetics and thermodynamic studies // *Applied Surface Science* 2013, P.87– 99.

3.164 Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E. EOR field experiences in carbonate. Presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and reservoirs in the United States SPE Reserv. Eval. Eng. 2007, P.667 - 686.

3.165 Menge U., Lang P., Findenegg G.H., Strunz P. Structural transitions of oil-swollen cylindrical micelles of C12E5 in water studied by SANS // *J. Phys. Chem.* 2003, P.1316-1320.

3.166 Abhijit S., Ojha K., Mandal A. Interactions between Acidic Crude Oil and Alkali and Their Effects on Enhanced Oil Recovery // *Energy Fuels* 2011, P.1642–1649.

3.167 Lake L.W. Enhanced oil recovery // New Jersey: Prentice Hall 1989.

3.168 Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. Recent advances in surfactant EOR // *SPE Journal* 2011, P.889-907.

3.169 James J., Sheng A. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding // *Asia-Pac. J. Chem. Eng.* 2014, P. 471–489.

3.170 Ehrlich R., Hasiba H. H., Raimondi P. Alkaline waterflooding for wettability alteration - evaluating a potential field application. *J. Pet. Technol.* 1974, P.1335-1343.

3.171 Шашкина Ю.А. Реологические свойства си-

стемы вязкоупругое поверхностно-активное вещество/ассоциирующий полимер и её компонентов. Диссертация на соискание учёной степени кандидата физико-математических наук // М.: МГУ 2005, 144с.

3.172 Holmberg K., Jonsson B., Kronberg B., Lindman B. Surfactants and polymers in aqueous solution, 2nd ed. // New York: John Wiley & Sons 2003, 562с.

3.173 Charest M. Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding in Alberta // *Canadian discovery digest* 2013, 52с.

3.174 Sorbie K.S. Polymer improved oil recovery // London: Blackie and Son Ltd 1991.

3.175 Wever D., Picchioni F., Broekhuis A.A. Polymers for enhanced oil recovery: a paradigm for structure property relationship in aqueous solution // *Prog. Polym. Sci.* 2011, P.1558-1628.

3.176 Wu Y., Mahmoudkhani A., Watson P., Fenderson T., Nair M., Kemira B. Development of new polymers with better performance under conditions of high temperature and high salinity // *SPE Paper No. 155653* 2012.

3.177 Borthakur A., Rahman M., Sarmah A., Subrahmanyam B. Partially hydrolyzed polyacrylamide for enhanced oil recovery // *Res. Ind.* 1995, P.90-94.

3.178 Увеличение нефтеотдачи на основе АСП // *Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://salympetroleum.ru/technologies/newoil/asp/>*

3.179 Qiao Q, et al. The pilot test of ASP combination flooding in Karamay oil field // *SPE Paper No. 64726* presented at the 2000 SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2000.

3.180 Chang L., Zhang Z.Q., Wang Q.M., Xu Z.S., Guo Z.D., Sun G.Q. Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China // *J. Pet. Technol.* 2006, P.84-89.

3.181 Hongfu L., Guangzhi L., Peihui H., Zhenyu Y., Xiaolin W., Guangyu C. Alkaline/surfactant/polymer (ASP) commercial flooding test in Central Xing area of Daqing oilfield // *SPE Paper No. 84896*. In: *Proceedings of SPE Asia Pacific*

International Improved Oil Recovery Conference Malaysia 2003.

3.182 Li D., Shi M., Wang D., Li Z. Chromatographic separation of chemicals in alkaline surfactant polymer flooding in reservoir rocks in the Daqing oil field // SPE Paper No. 121598. In: Proceedings of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry USA 2009.

3.183 Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Veliyev, E.F. Nanofluid for enhanced oil recovery // J. Pet. Sci. Eng. 2011, P.431–437.

3.184 Ivanova A.A., Cheremisin A.N., Spasennykh M.Y. Application of nanoparticles in chemical EOR // Proceedings of EAGE International Conference Norway 2017.

3.185 Ernst and Young (2013). Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: time of the essence. Moscow: EYGM Limited. 2-10

3.186 Daleel corp. (2015). Enhanced Oil Recovery (EOR) Summary. // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <http://www.scmdaleel.com/category/enhanced-oil-recovery-eor-summary/164>. Last accessed 16-th Nov 2017.

3.187 Maksimov V. M. Burenie i neft'. 2011. No. 02. Pp. 12-16

3.188 Bogdanov I. I. Chislennoe modelirovanie vozniknoveniya i rasprostraneniya ochaga vnutriplastovogo goreniya.: Moscow: 1983 g. Pp. 123.

3.189 Э. Р. Якупова, Е. В. Сельтикова, Д. Ф. Марьин, А. А. Мусин. (2015). Численное моделирование процесса внутрипластового горения при закачке воздуха в пласт. ISSN 1998-4812 (1), 1-2.

3.190 А. Н. Черемисин, Д. Белгрейв, “Генерационный потенциал месторождений баженовской свиты и перспективные методы разработки”, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, 2012

3.191 B. Chen, “Investigation of in-situ combustion kinetics using the isoconversional principle,” 2012.

3.192 Burzhe Zh. Surio P., Kombarnu M., Termicheskie metody povysheniya nefteotdachi. (Thermal methods of enhanced oil recovery), Moscow: Nedra Publ., 1988, 424 p.

3.193 Gutierrez D., Moore R.G., Ursenbach M.G. et al., The ABCs of in-situ combustion simulations: from laboratory experience to field scale, SPE-14875, 2012.

3.194 Ушакова А.С., Уразов С.С.. (2016). Закономерности окисления нефтяных (sara) фракций и моделирование внутрипластового горения на основе разделения нефти на фракции. Нефтяное хозяйство. 1 (1), 46-49.

3.195 J. D. M. Belgrave, R. G. Moore, M. G. Ursenbach, and D. W. Bennion, “A Comprehensive Approach to In-Situ Combustion Modeling.”

3.196 M. Yang and Z. Chen, “SPE-180728-MS: An Improved Reaction Kinetics Model Of In-Situ Combustion For Pre-Steam Oil Sands,” pp. 7–9, 2016.

3.197 N. Freitag, “Modelling the Chemistry of In-Situ Combustion 32-nd Annual Symposium and Workshop IEA Collective Project on Enhanced Oil Recovery.”

3.198 X. Yang and I. D. Gates, “Combustion kinetics of Athabasca bitumen from 1D combustion tube experiments,” Nat. Resour. Res., 2009

3.199 R. G. Moore, C. J. Lareshen, M. G. Ursenbach, S. A. Mehta, and J. D. M. Belgrave, “Combustion/Oxidation Behavior of Athabasca Oil Sands Bitumen.” Society of Petroleum Engineers.

3.200 A. Lapene, G. Debenest, M. Quintard, L. M. Castanier, M. G. Gerritsen, and A. R. Kovscek, “Kinetics oxidation of heavy oil. 1. Compositional and full equation of state model,” Energy and Fuels, 2011.

3.201 R. G. Moore, M. G. Ursenbach, C. J. Lareshen, J. D. M. Belgrave, and S. A. Mehta, “Ramped Temperature Oxidation Analysis of Athabasca Oil Sands Bitumen.”

3.202 Jorge Eduardo Sandoval Muñoz (2004). A Simulation Study of Steam and Steam-Propane Injection Using a Novel Smart Horizontal Producer to Enhance Oil Production. Texas: Texas A&M University. 16-17.

3.203 Афанаскин, И. (2013). Опыт численного моделирования тепловых методов разработки нефтяных месторождений в перспективе освоения баженовской свиты. Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз». 9-23.

3.204 F. Demirmen, Subsurface Appraisal: The Road From Reservoir Uncertainty to Better Economics, SPE-68603-MS; S.H. Begg, N. Smit, Sensitivity of Project Economics to Uncertainty in Type and Parameters of Price Models, SPE-110812-MS

3.205 3Alex Smirnoff, Eric Boisvert, Serge J. Paradis, Support vector machine for 3D modelling from sparse geological information of various origins, Computers & Geosciences, Volume 34, Issue 2, February 2008, Pages 127-143

3.206 C. Cortes, V. Vapnik, Support-vector networks, Machine Learning. 20 (3): 273–297, 1995

3.207 Shahab D. Mohaghegh, Determining the main drivers in hydrocarbon production from shale using advanced data-driven analytics – A case study in Marcellus shale, Journal of Unconventional Oil and Gas Resources 15 (2016) 146–157

3.208 Ursula Iturrarán-Viveros, Jorge O. Parra, Artificial Neural Networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data, Journal of Applied Geophysics 107 (2014) 45–54

3.209 Chiranth Hegde, , K.E. Gray, Use of machine learning and data analytics to increase drilling efficiency for nearby wells, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 40, April 2017, Pages 327–335

3.210 Artificial neural network // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Artificial_neural_network

3.211 Supriya Gupta, Luigi Saputelli, Michael Nikolaou, Applying Big Data Analytics to Detect, Diagnose, and Prevent Impending Failures in Electric Submersible Pumps, SPE-181510-MS

3.212 Random forest // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Random_forest

3.213 C.E. Bravo, L. Saputelli, R. Francklin, A.G. Perez, M. Nickolaou, G. Zangl, N. De Guzmán, S.D. Mohaghegh, G. Nunez, State of the Art of Artificial Intelligence and Predictive Analytics in the E&P Industry: A Technology Survey, 150314-PA SPE Journal Paper, 2014

Раздел 4

4.1 F. Demirmen, Subsurface Appraisal: The Road From Reservoir Uncertainty to Better Economics, SPE-68603-MS; S.H. Begg, N. Smit, Sensitivity of Project Economics to Uncertainty in Type and Parameters of Price Models, SPE-110812-MS

4.2 Alex Smirnoff, Eric Boisvert, Serge J. Paradis, Support vector machine for 3D modelling from sparse geological information of various origins, Computers & Geosciences, Volume 34, Issue 2, February 2008, Pages 127-143

4.3 C. Cortes, V. Vapnik, Support-vector networks, Machine Learning. 20 (3): 273–297, 1995

4.4 Shahab D. Mohaghegh, Determining the main drivers in hydrocarbon production from shale using advanced data-driven analytics – A case study in Marcellus shale, Journal of Unconventional Oil and Gas Resources 15 (2016) 146–157

4.5 Ursula Iturrarán-Viveros, Jorge O. Parra, Artificial Neural Networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data, Journal of Applied Geophysics 107 (2014) 45–54

4.6 Artificial neural network // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Artificial_neural_network

4.7 Supriya Gupta, Luigi Saputelli, Michael Nikolaou, Applying Big Data Analytics to Detect, Diagnose, and Prevent Impending Failures in Electric Submersible Pumps, SPE-181510-MS

4.8 Chiranth Hegde, , K.E. Gray, Use of machine learning and data analytics to increase drilling efficiency for nearby wells, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 40, April 2017, Pages 327–335

4.9 Random forest // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Random_forest

4.10 C.E. Bravo, L. Saputelli, R. Francklin, A.G. Perez, M. Nickolaou, G. Zangl, N. De Guzmán, S.D. Mohaghegh, G. Nunez, State of the Art of Artificial Intelligence and Predictive Analytics

in the E&P Industry: A Technology Survey, 150314-PA SPE Journal Paper, 2014;

4.11 G. Zangl, C.P. Oberwinkler, Predictive Data Mining Techniques for Production Optimization, SPE-90372, 2004;

4.12 M. Stundner, G. J. Nunez, Production Performance Monitoring Workflow, SPE-103757, 2006; G. Zangl, T. Graf, A. Al-Kinani, Proxy Modeling in Production Optimization, SPE-100131, 2006;

4.13 G. Nunez, M. Stundner, F. Nielsen, From Data Monitoring to Performance Monitoring, SPE-112221, 2008;

4.14 J. R. Sagli, H. E. Klumpen, F. M. Nielsen, G. Nunez, Improved Production and Process Optimization Through People, Technology, and Process, SPE-110655, 2007;

4.15 T. Graf, G. Zangl, R. S. May, M. Hartlieb, J. M. Randle, A. Al-Kinani, Candidate Selection Using Stochastic Reasoning Driven by Surrogate Reservoir Models, SPE-136373, 2010

4.16 Surrogate model // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Surrogate_model

4.17 Qiang Wu, Hua Xu, Xukai Zou, An effective method for 3D geological modeling with multi-source data integration, Computers & Geosciences, Volume 31, Issue 1, 2005, Pages 35-43.

4.18 Doventon J., Modeling Vertical Changes in Reservoir Pore-Throat Microarchitecture from Petrophysical Logs: Implications for Petroleum Geology and Sedimentology // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://books.google.ru/books?id=r1H7AwAAQBAJ&lpg=PA229&dq=geological%20modeling%20petroleum&hl=ru&pg=PA229#v=onepage&q=geological%20modeling%20petroleum&f=false>;

4.19 Introduction to Petroleum Engineering by John R. Fanchi, Richard L. Christiansen, 2016

4.20 Relative Fidelity Processing of Seismic Data: Methods and Applications, Xiwen Wang 2017

4.21 Encyclopedia of Well Logging, Robert Desbrandes, 1985

4.22 Well Test Design & Analysis, George Stewart, 2011

4.23 Logging While Drilling, Schlumberger Educational Services, 1993

4.24 Auzeais, F. M., et al. «Transport in sandstone: a study based on three dimensional microtomography» Geophysical Research Letters 23.7 (1996): 705-708.

4.25 Andrä, Heiko, et al. «Digital rock physics benchmarks—Part I: Imaging and segmentation.» Computers & Geosciences 50 (2013): 25-32;

4.26 Andrä, Heiko, et al. «Digital rock physics benchmarks—Part II: Computing effective properties.» Computers & Geosciences 50 (2013): 33-43;

4.27 Blunt, Martin J., et al. «Pore-scale imaging and modelling.» Advances in Water Resources 51 (2013): 197-216

4.28 Bruker // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: http://bruker-microct.com/products/all_products.htm;

4.29 Phoenix nanotom m – microCT & nanoCt Computed Tomography System // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.gemeasurement.com/inspection-ndt/radiography-and-computed-tomography/phoenix-nanotom-m-industrial-ct-3d-metrology-system>;

4.30 ZEISS X-ray Tomography Solutions // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.zeiss.com/microscopy/int/products/x-ray-microscopy.html>

4.31 Qemscan SEM // Электрон. дан. – Заглавие с экрана. – Режим доступа: <https://www.fei.com/products/sem/qemscan/>

4.32 Andrä, Heiko, et al. «Digital rock physics benchmarks—Part I: Imaging and segmentation.» Computers & Geosciences 50 (2013): 25-32

4.33 Armstrong, Ryan, et al. «Application of digital rock technology for chemical EOR screening.» SPE enhanced oil recovery conference. Society of Petroleum Engineers, 2013;

4.34 Koroteev, D., et al. «Direct hydrodynamic simulation of multiphase flow in porous rock.» Petrophysics 55.04 (2014): 294-303;

4.35 Dinariev, O., Evseev, N. (2016). Multiphase flow modeling with density functional method. Computational Geosciences, 20(4), 835-85

4.36 Tölke, J. (2002). Lattice Boltzmann simulations of binary fluid flow through porous media. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 360(1792), 535-545;

4.37 Swift, M. R., Osborn, W. R., & Yeomans, J. M. (1995). Lattice Boltzmann simulation of nonideal fluids. *Physical review letters*, 75(5), 830.

4.38 Evseev N. et al. Coupling Multiphase Hydrodynamic and NMR Pore-Scale Modeling for Advanced Characterization of Saturated Rocks //Petrophysics. – 2015. – Т. 56. – №. 01. – С. 32-44.

4.39 Saenger, E. H., Enzmann, F., Keehm, Y., & Steeb, H. (2011). Digital rock physics: Effect of fluid viscosity on effective elastic properties. *Journal of Applied Geophysics*, 74(4), 236-241;

4.40 Knackstedt, M. A., Latham, S., Madadi, M., Sheppard, A., Varslot, T., & Arns, C. (2009). Digital rock physics: 3D imaging of core material and correlations to acoustic and flow properties. *The Leading Edge*, 28(1), 28-33;

4.41 Bubeck, A., Walker, R. J., Healy, D., Dobbs, M., & Holwell, D. A. (2017). Pore geometry as a control on rock strength. *Earth and Planetary Science Letters*, 457, 38-48

4.42 Ghanbarian, B., & Berg, C. F. (2017). Formation factor in Bentheimer and Fontainebleau sandstones: Theory compared with pore-scale numerical simulations. *Advances in Water Resources*;

4.43 Zhao, J., Sun, J., Liu, X., Chen, H., & Cui, L. (2013). Numerical simulation of the electrical properties of fractured rock based on digital rock technology. *Journal of Geophysics and Engineering*, 10(5), 055009;

4.44 Safonov, S. S., Dinariev, O. Y., & Evseev, N. V. (2015). U.S. Patent No. 8,965,740. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

4.45 Armstrong, Ryan, et al. «Application of digital rock technology for chemical EOR screening.» SPE enhanced oil recovery conference. Society of Petroleum Engineers, 2013.

4.46 Blunt, M. J. (2001). Flow in porous media—pore-network models and multiphase flow. *Current opinion in colloid & interface science*, 6(3), 197-207.

4.47 Sussman, M., & Puckett, E. G. (2000). A coupled level set and volume-of-fluid method for computing 3D and axisymmetric incompressible two-phase flows. *Journal of computational physics*, 162(2), 301-337.

