

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций
(нефтяная и газовая промышленность)»

**Обоснование экономической эффективности применения технологий
нефтеотдачи пластов для «зрелых» месторождений**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	канд.экон. наук., доцент	М. В. Зубова
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А. В. Рашкевич
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		К. К. Гурин
	подпись, дата		

Красноярск 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Состояние, проблемы и перспективы развития нефтяной отрасли России.....	5
1.1 Анализ Российского нефтяного рынка в современных экономических условиях.....	5
1.2 Методы увеличения нефтеотдачи пласта на зрелых месторождениях	16
2 Анализ текущих возможностей ПАО «НК «Роснефть» по повышению эффективности добычи нефти на месторождениях	34
2.1 Характеристика предприятия и оценка его возможностей в области повышения эффективности добычи нефти на месторождениях	34
2.2 Методика оценки экономической эффективности применения технологий нефтеотдачи пластов.....	41
3 Оценка экономической эффективности технологий нефтеотдачи пластов на Ванкорском месторождении	49
3.1 Характеристика Ванкорского месторождения	49
3.2 Экономическая эффективность рассматриваемых технологий.....	55
Заключение	71
Список использованных источников	74
Приложение А Отчёт о финансовых результатах за 2017 год	81
Приложение Б Структура компании	82
Приложение В Расчет дебитов вертикальных и горизонтальных скважин	83
Приложение Г Описание технологии воздействия на пласт	84

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность России является основным сектором топливно-энергетического комплекса страны. От успешного функционирования этой отрасли зависит эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на нефть и продукты ее переработки, обеспечение валютных и налоговых поступлений в бюджет. Не менее важную роль эта отрасль играет в обеспечении энергетической безопасности и политических интересов России.

Основной объём производимой нефти в России добывается из так называемых «зрелых» месторождений, открытых ещё во времена советского союза и перешедших уже на 3 и 4 стадию разработки, что говорит о снижении добычи на этих месторождениях и о падении дебета. Но, несмотря на это, оставшиеся запасы этих месторождений по-прежнему в разы превосходят запасы новых и открываемых месторождений. Именно поэтому поддержание уровня добычи углеводородов при помощи различных технологий нефтеотдачи пластов для «зрелых» месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является приоритетной задачей нефтегазового комплекса России.

Однако нужно учитывать, что данные о приросте добычи нефти одним и тем же видом МУН одного и того же объекта разработки зачастую не только не совпадают, но и значительно различаются, в связи с чем непредсказуемо меняются показатели экономической эффективности МУН. При значительном числе разнородных разрабатываемых объектов и большом наборе комплексов МУН резко усложняется проблема разработки экономически обоснованных планов проведения мероприятий по увеличению нефтедобычи. Таким образом, оценка и обоснование экономической эффективности применения различных технологий нефтеотдачи пластов для «зрелых» месторождений представляется весьма актуальным направлением экономического исследования.

В качестве объекта исследования в работе рассматривается вертикально интегрированная нефтегазовая компания ПАО «НК «Роснефть». Предметом

исследования выпускной квалификационной работы является экономическая эффективность применения различных технологий нефтеотдачи пластов для «зрелых» месторождений.

Целью работы является обоснование экономической эффективности применения технологий нефтеотдачи пластов для «зрелых» месторождений

Для достижения цели необходимо решение ряда задач:

- провести анализ основных тенденций и перспектив нефтедобывающей отрасли России;

- выявить проблемы и направления повышения эффективности добычи нефти на зрелых месторождениях в России;

- провести анализ показателей нефтедобычи и существующих геолого-технических мероприятий по повышению эффективности добычи в ПАО «НК «Роснефть»;

- охарактеризовать рассматриваемое месторождение;

- описать технологии увеличения нефтеотдачи на рассматриваемом месторождении;

- оценить экономическую эффективность предлагаемых мероприятий.

1 Состояние, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли России

1.1 Анализ Российского нефтегазового рынка в современных экономических условиях

Нефтегазовая промышленность, безусловно, является одной из самых значимых отраслей экономики России. Нефтегазовая отрасль за счёт уплаты НДС и вывозных пошлин в значительной степени формирует федеральный бюджет и является крупнейшим источником дохода. Так нефтегазовые доходы составляют 6,3% от ВВП в 2017 году и 39,6% от общего объёма доходов страны. Данные о динамике поступления доходов федерального бюджета и соотношения доли нефтегазовых и ненафтегазовых доходов в его структуре представлены на рисунке 1 и рисунке 2.

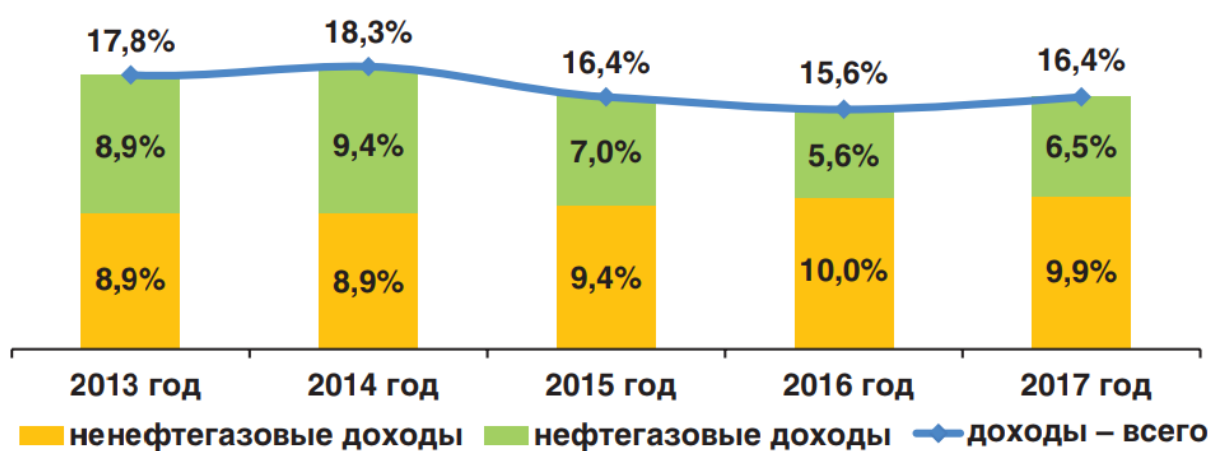


Рисунок 1 – Динамика поступления доходов федерального бюджета в 2013 – 2017 года, в % к ВВП

В 2017 году доходы федерального бюджета по отношению к ВВП на 1,4 процентного пункта ниже, чем в 2013 году, при этом нефтегазовые доходы сократились на 2,4 процентного пункта, в то время как ненафтегазовые доходы выросли на 1,0 процентного пункта, в том числе за счет проводимой работы по улучшению администрирования доходов. Последовательное снижение

нефтегазовых доходов в период с 2014 по 2016 и рост в 2017 году соответствует траектории стоимости нефти, цена которой снижалась с 107,9 долл. США/барр. в 2013 году до 41,7 долл. США/барр. в 2016 году и выросла до 53,0 долл. США/барр. по итогам 2017 года. Цена на природный газ, поставляемый в дальнее зарубежье, снизилась за указанный период с 387,1 долл. США/тыс. куб. м до 192,1 долл. США/ тыс. куб. м. Падение цен на энергоносители отчасти компенсировано ослаблением рубля по отношению к доллару США (с 31,8 рубля в 2013 году до 58,3 рубля за долл. США в 2017 году) [2].

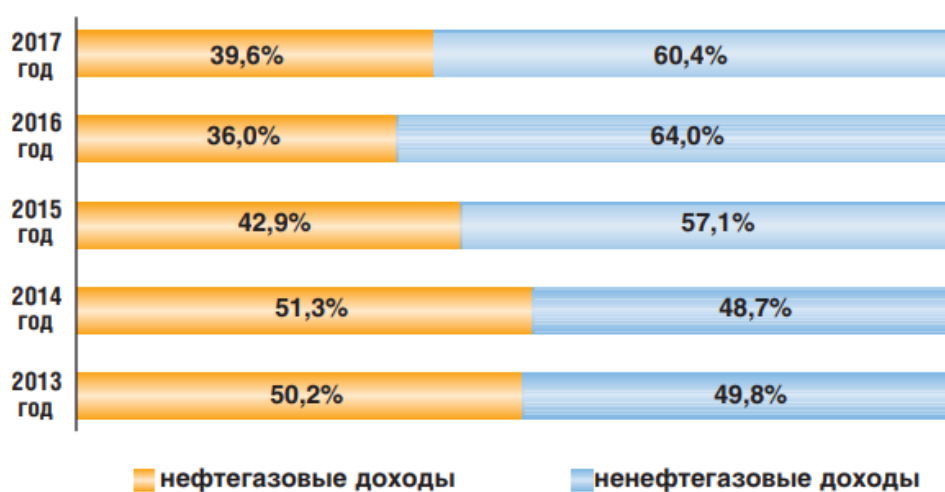


Рисунок 2 – Соотношение нефтегазовых и нефтегазовых доходов в общем объёме доходов федерального бюджета в 2013 – 2017 годах

Доля нефтегазовых доходов в общей сумме доходов федерального бюджета в рассматриваемом периоде сократилась с 50,2% в 2013 году до 36,0% в 2016 году и затем вновь увеличилась до 39,6% в 2017 году. За этот же период доля нефтегазовых доходов выросла с 49,8 до 60,4% (максимальное ее значение – 64,0% – достигнуто в 2016 году)[2].

Основная часть поступлений доходов федерального бюджета в 2013–2017 годах обеспечена поступлениями налога на добавленную стоимость, налога на добычу полезных ископаемых и вывозной таможенной

пошлины. Структура нефтегазовых доходов федерального бюджета представлена на рисунке 3.

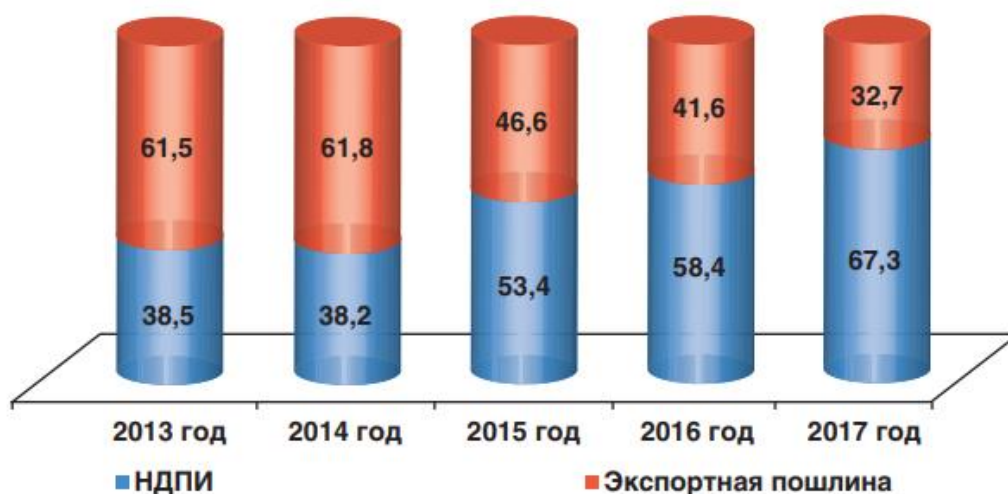


Рисунок 3 – Структура нефтегазовых доходов федерального бюджета в 2013 – 2017 годах, доля в объёме нефтегазовых доходов, %

Структура нефтегазовых доходов, остававшаяся стабильной в период 2013–2014 годов, существенно изменилась с 2015 года на фоне реализации «налогового маневра» (рост ставок НДС на нефть и газовый конденсат при одновременном снижении экспортных пошлин на нефть сырую и нефтепродукты). В результате доля налога на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья составила в 2017 году 67,3% нефтегазовых доходов по сравнению с 38,5 % в 2013 году [2].

Объём добычи углеводородов, а именно нефти и газового конденсата, является одним из важнейших показателей детальности предприятий нефтегазового сектора. В 2017 году объём добычи нефти и газового конденсата России уменьшился на 0,9 млн тонн, что составляет -0,2% по отношению к уровню прошлого года. Динамику этого показателя можно увидеть на рисунке 4 [3,4].

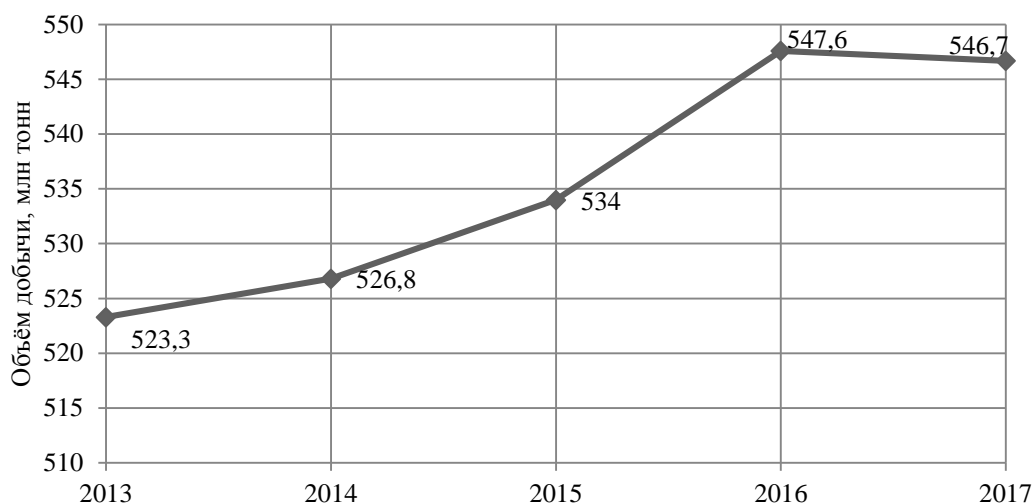


Рисунок 4 – Динамика добычи нефтяного сырья в России в 2013–2017 годах

Из рисунка 4 видно, что добыча нефти и газового конденсата в России демонстрирует рост вплоть до 2016 года, сократив объём добываемых углеводородов только в 2017 году на 0,2%. При этом следует учитывать, что столь невысокие приросты связаны преимущественно с тем, что приоритеты сместились в пользу роста глубины переработки добытых ресурсов.

По состоянию на 01.01.2017 г., добычу нефтяного сырья на территории Российской Федерации осуществляли 295 организаций, имеющих лицензии на право пользования недрами.

В том числе:

- 107 организаций, входящих в структуру 11 вертикально интегрированных компаний, на долю которых по итогам года приходится суммарно 86,2 % всей национальной нефтедобычи;
- 185 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК;
- 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции.

Нефтяные компании России осуществляют полный комплекс нефтяных работ – от разведки, добычи и переработки нефти до ее транспортировки и сбыта нефтепродуктов. Наиболее мощными из них являются нефтяные

компании «Роснефть», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Славнефть», «Газпром», «Татнефть», «Башнефть» и «Русснефть». Транспортировка нефти и нефтепродуктов осуществляется предприятиями акционерных компаний «Транснефть» и «Транснефтепродукт». Динамика объёма добычи нефти крупнейшими компаниями России представлена на рисунке 5 [7].

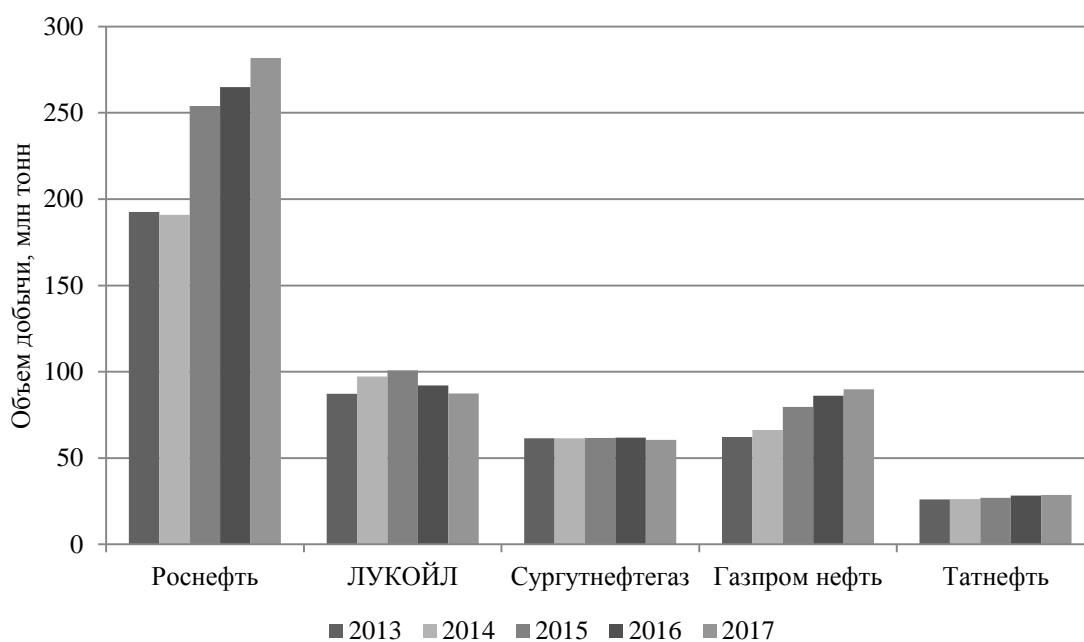


Рисунок 5 – Динамика добычи нефти российскими компаниями

Как видно из данных рисунка 7 сокращение добычи нефти в 2017 году было зафиксировано только у «Лукойла» (-4,6 млн т) и «Сургутнефтегаза» (-1,3 млн т). Остальные крупные российские нефтяные компании нарастили добычу. Наибольший абсолютный прирост показали «Роснефть», объем нефтедобычи которой вырос на 16,7 млн т (+6,3%), и «Газпром нефть», объем нефтедобычи которой вырос на 3,6 млн т (+4,17%) Рост добычи нефти «Газпром нефти» был обеспечен преимущественно за счет старта промышленной добычи на месторождениях в Ямало-Ненецком автономном округе и на месторождении Приразломное в Печорском море. Снижение добычи «Лукойла» вызвано падением производства на месторождениях

компании в Западной Сибири, что отчасти было компенсировано ростом добычи нефти на шельфе Каспийского моря.

Ещё одним важным показателем является капитализация компании. Данные по капитализации крупнейших нефтяных компаний в 2017 году представлены в таблице 1 [8].

Таблица 1 – Капитализация крупнейших нефтяных компаний в 2017 г.

Компания	Капитализация на конец 2017 года, млн долл.	Изменение капитализации за год, %
Газпром	53349	-11
Роснефть	53304	-23,7
Лукойл	48993	+1,9
Новатэк	35543	-9,4
Газпром нефть	20165	+19,4
Татнефть	17959	+18,8
Сургутнефтегаз	17191	-5,6

Из таблицы 1 видно, что максимальный в рассмотренном периоде уровень капитализации имеет «Газпром» - 53349 млн долл., минимальный – Сургутнефтегаз – 17191 млн долл. При этом за 2017 год капитализация Газпрома, Роснефти, Новатэка, Сургутнефтегаза и Башнефти снизились, а максимальный рост показала компания Газпром нефть.

В региональном разрезе географическими центрами основной нефтедобычи являются Уральский, Приволжский и Сибирский федеральный округ. Динамика структуры добычи нефти представлена на рисунке 6 [7].

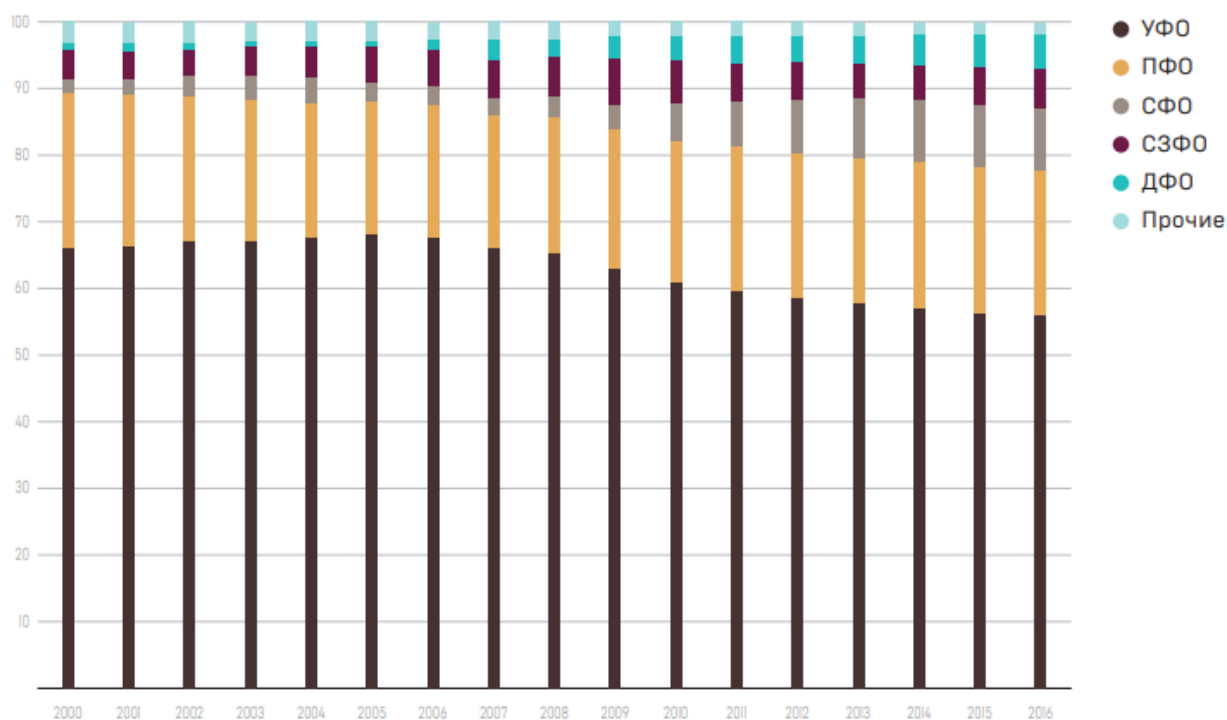


Рисунок 6 – Динамика структуры добычи нефти России, %

Добыча нефти и газового конденсата в Уральском федеральном округе выросла — на 7,5 млн т (+2,5%) — впервые с 2007 года и вернулась на уровень, зафиксированный в 2010 году. Добыча нефти и газового конденсата в Приволжском федеральном округе демонстрирует непрерывный рост на протяжении всего рассматриваемого периода (+1,2 млн т в 2016 году). Такая ситуация обусловлена предоставлением налоговых льгот, а также применением различных методов увеличения нефтеотдачи). Единственным федеральным округом, который сократил добычу нефти и газового конденсата в 2016 году, стал Северо-кавказский федеральный округ (-0,2 млн т, или -13,2%), где она снижается на протяжении шести последних лет. Добыча нефти на новых месторождениях (Сибирский и Дальневосточный федеральные округа) выросла на 2,8 и 2,3 млн т соответственно.

В связи с высокими и постоянно растущими объемам добычи нефти в России возникают проблемы большой выработанности запасов, все это в совокупности с низким техническим уровнем отрасли привело к истощению

старых, крупных высокопродуктивных месторождений (их начальные запасы выработаны почти на 50%), снижением объема бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин. Крупнейшие российские месторождения представлены в таблице 2 [8–18].

Таблица 2 – Крупнейшие российские месторождения

Месторождение	Год начала эксплуатации	Начальные запасы, млн. т.	Остаточные извлекаемые запасы, млн. т.	Степень выработанности, %	Оператор
Самолторское	1969	3700	1000	73	Роснефть
Ромашкинское	1948	3000	800	73	Татнефть
Приобское	1988	2400	578	76	Роснефть, Газпром нефть
Лянторское	1978	2000	380	81	Сургутнефтегаз
Фёдоровское	1973	2000	165	80	Сургутнефтегаз
Салымская группа	1966	1800	140	92	Роснефть, Газпром нефть
Мамонтовское	1970	1400	120	90	Роснефть
Красноленинская группа	1965	1200	552	54	Роснефть, Лукойл, Газпром
Арланское	1958	1200	106	91	Роснефть
Ванкорское	2008	524	260	50	Роснефть

Из таблицы 2 видно, что на крупнейших российских месторождениях уже добыли больше половины извлекаемых запасов. Из этого следует, что эти месторождения перешли к III и IV стадиям разработки и могут считаться «Зрелыми». Они не требуют такого большого количества капитальных затрат, нежели новые месторождения и, как правило, приносят стабильный доход, несмотря на затраты связанные с поддержанием уровня добычи нефти.

Зрелые месторождения обеспечивают 93,23% добычи нефти. Так, например, в 2017 году добыча нефти составила 546,8 млн т, из них 37 млн т было добыто на новых месторождениях и 509,8 на зрелых. На рисунке 7 приведено изменение добычи нефти с 2016 года [19,20].

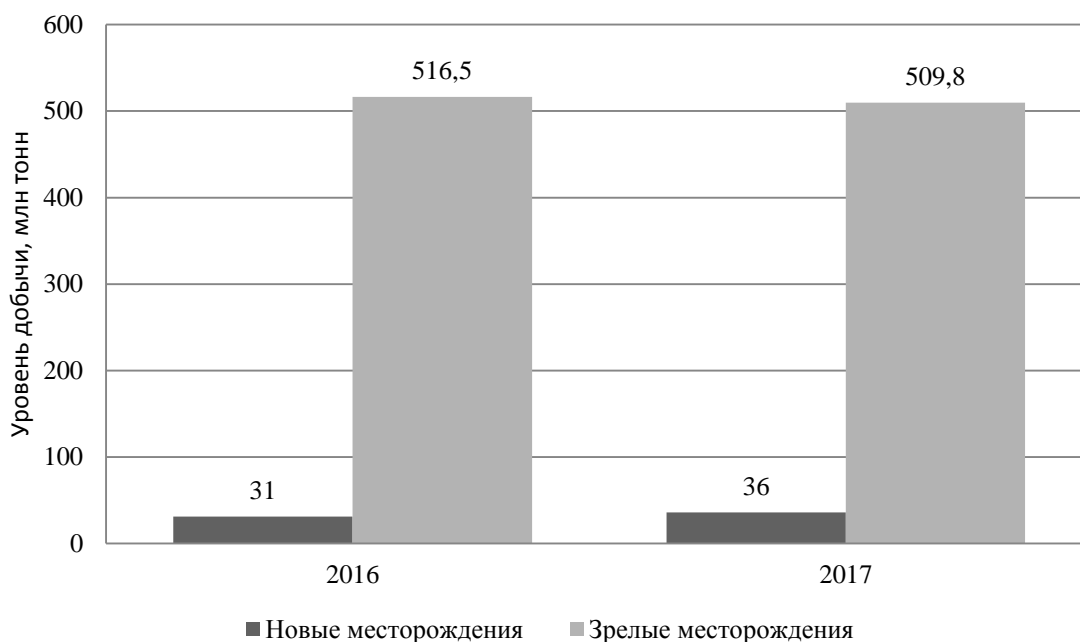


Рисунок 7 – Изменения уровня добычи нефти в России в 2016–2017 г.

Объём добычи нефти на новых месторождениях увеличился на 19,3%. Так как Россия в 2017 году ограничивала уровень добычи нефти по причине соглашения с другими странами, то прирост добычи на новых месторождениях компенсировался сокращением добычи на зрелых.

Прирост добычи на новых месторождениях в 2017 г. наблюдался в европейской части России и Западной Сибири – на 4,1 млн т и 3,4 млн т относительно предыдущего года, соответственно. Одновременно произошло сокращение добычи на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока – на 1,5 млн т по сравнению с 2016 г. Снижение показателя было связано главным образом с переходом Северо-Талаканского месторождения «Сургутнефтегаза» из категории новых месторождений в категорию зрелых, отмечается в материалах Минэнерго[20].

Данные о структуре прогнозных объемов добычи представлены на рисунке 8 [21].

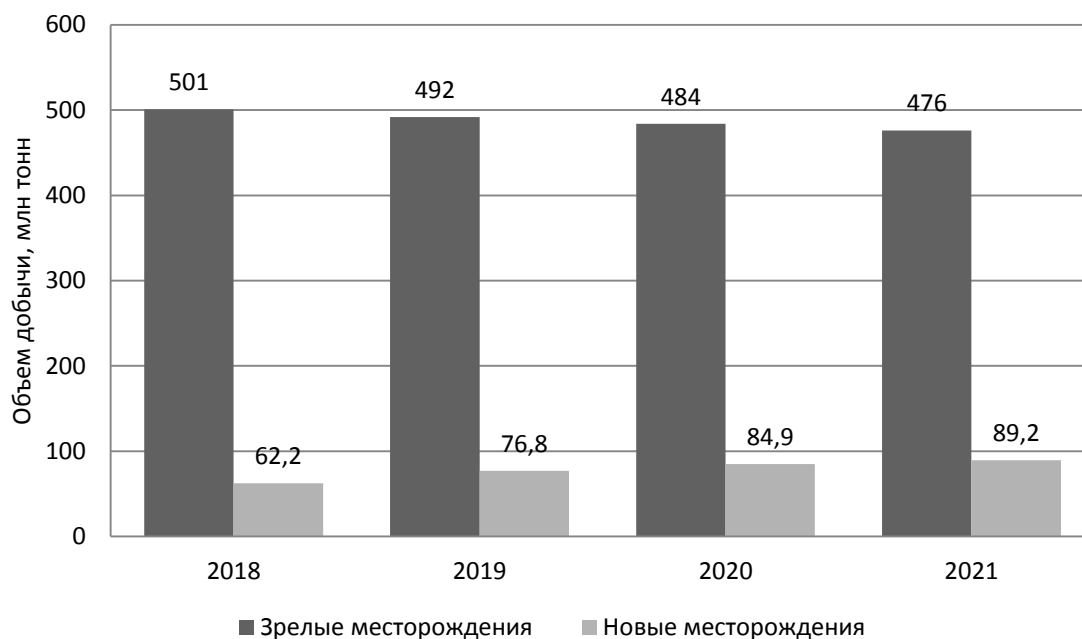


Рисунок 8 – Прогноз добычи нефти в России

Из данных рисунка 8 можно сделать вывод, что в долгосрочной перспективе планируется увеличение добычи нефти на новых месторождениях. Однако, несмотря на тот факт, что российские компании благодаря новым технологиям осваивают трудные запасы, что компенсирует истощение действующих месторождений, существует угроза снижения уровня добычи нефти. При профиците углеводородного сырья и низких его мировых ценах высокзатратные российские нефть и газ не могут выдержать конкуренции на мировом рынке, поэтому большинство новых проектов при текущей и прогнозируемой конъюнктуре могут оказаться нерентабельным.

Восполнение запасов углеводородов является одной из важнейших задач нефтегазового комплекса России, обеспечивая до 2030 года материальную и финансовую основу реализации стратегических национальных приоритетов, избавляя экономику от импорта нефти и газа. Процедура восполнения запасов сопровождается проведением дополнительных геологоразведочных работ, сейсморазведке и бурения параметрических скважин, в ходе которых можно открытия новых нефтегазовых провинций или обнаружить дополнительные объемы нефти в ранее уже изученных месторождениях[22].

Главным элементом системы воспроизводства запасов является глубокое бурение. Наличие запасов на участке и факт открытия месторождения устанавливается в результате получения притока нефти или газа из скважины. Согласно закону «геологического фильтра», вероятность открытия крупных по запасам залежей снижается по мере роста разведанности территории. Поэтому в настоящее время в основном открываются только средние, мелкие и мельчайшие месторождения, которые, соответственно, и дают более низкие приросты запасов. Кроме того, усложняются условия бурения, так как все легкодоступные месторождения уже открыты и современные приросты запасов – это запасы в сложных природноклиматических и горно-геологических условиях [22].

Если говорить о уже разведанных запасах в России, которых на 2017 год насчитывается 1 млрд. тонн нефти, то возникает проблема применения технологий для добычи. Ведь, к примеру, объем доказанных запасов, которые уже точно посчитаны и могут быть добыты «не слишком трудоемкими» технологиями, почти втрое меньше: около 350 млн тонн. Доля запасов трудноизвлекаемой нефти растет (в том числе и из зрелых месторождений), ввод их в разработку связан с низкой экономической эффективностью и, следовательно, требует развития технологий. В сухом остатке мы имеем, что почти 65% открытых запасов не осваивается из-за отсутствия технологий их эффективной разработки, отсутствия инфраструктуры, недостатка экономических стимулов [37].

Таким образом, для поддержания текущих объемов добычи нефти на зрелых месторождениях, с целью извлечения остаточных запасов Российским компаниям необходимо применение различных технологий и способов интенсификации добычи.

1.2 Методы увеличения нефтеотдачи пласта на зрелых месторождениях

В настоящее время приоритетным направлением прироста запасов нефти в мировой нефтедобыче является – развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые способны обеспечить синергетический эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтяных месторождений.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

Методы увеличения нефтеотдачи классифицируются следующим образом:

- тепловые;
- газовые;
- химические;
- гидродинамические;
- микробиологические методы;
- физические методы;
- комбинированные.

На рисунках 9 и 10 представлена классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов.



Рисунок 9 – Классификация вторичных МУН

Как известно, различают вторичные методы увеличения нефтеотдачи, применяемые на первых этапах эксплуатации скважин для поддержания пластового давления и третичные, используемые в тех случаях когда вторичные уже не способны давать необходимый результат.



Рисунок 10 – Классификация третичных МУН

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи – это методы, при которых температура в стволе скважин и их призабойной зоне искусственно увеличивается, что позволяет интенсифицировать приток нефти и повысить продуктивность эксплуатационных скважин. Такие методы применяются при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Из-за прогрева нефть разжижается, а парафины и смолистые вещества, оседающие в процессе эксплуатации на стенках, подъемных трубах и призабойной, зоне расплавляются. Тепловые МУН включают в себя: паротепловое воздействие на пласт, внутрислоевого горение, вытеснение нефти горячей водой и пароциклические обработки скважин.

Паротепловое воздействие на пласт происходит путём вытеснения нефти паром. Этот МУН чаще всего используется при добыче высоковязких нефтей. При паротепловом воздействии на пласт через специальные паронагнетательные скважины, находящиеся в контуре нефтеносности, нагнетается пар в пласты с высоковязкой нефтью и низкой температурой.

Паром с большой теплоемкостью вносится в пласт большое количество тепловой энергии, благодаря которой нагревается пласт и снижается относительная проницаемость, вязкость и расширяются все насыщающие пласт

агенты (нефть, вода, газ). В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

- зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации ($400\text{--}200^\circ\text{C}$), в которой происходит экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти;

- зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200°C) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть;

- зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Внутрипластовое горение происходит, когда углеводороды (нефть) вступает с кислородом в окислительную реакцию, при которой выделяется большое количество теплоты. Этот процесс отличается от горения на поверхности, а создание теплоты в самом пласте является его основным преимуществом.

Нагрев или нагнетание воздуха запускают процесс горения нефти в пласте в районе нагнетательной скважины. Теплота, необходимая для начала горения, получается при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.

После возгорания у забоя скважины необходимо поддерживать процесс внутрипластового горения при помощи постоянного нагнетания воздуха в пласт и отвода от очага продуктов горения. Топливом для горения служит часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

При обычном (сухом) внутрислоевои горении, осуществляемом при помощи нагнетания в пласт исключительно воздуха, из-за его низкой теплоемкости, нежели у породы пласта фронт нагревания породы отстаёт от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота положительно влияет на процесс вытеснения нефти водой из смежных частей пласта, которые не охвачены горением. Очевидно, однако, что использование основной массы теплоты в области впереди фронта горения, то есть приближение генерируемой в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса.

При помощи улучшения теплопереноса в пласте посредством добавления к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью можно переместить теплоту из области перед фронтом горения за него.

Вторым видом внутрислоевои горения является процесс влажного внутрислоевои горения. При нём помимо воздуха в пласт нагнетается вода, которая, в свою очередь, испаряется из-за соприкосновения с породой, которую нагревает движущийся фронт горения. Получаемый в результате пар увлекается потоком газа и переносит теплоту вперед фронта горения, вследствие чего там образуются обширные зоны прогрева, в виде зон с насыщенным паром или сконденсированной горячей водой.

Пароциклические обработки скважин – это периодическое прямое нагнетание пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторая выдержка их в закрытом состоянии и последующая эксплуатация тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Целью этой технологии является прогрев пласта и нефти в призабойных зонах добывающих скважин, снижение вязкости нефти, повышение давления, облегчение условий фильтрации и увеличение притока нефти к скважинам.

Процессы, происходящие в пласте, весьма сложные и сопровождаются теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, однако вдобавок к этому происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. Когда пар закачивают в пласт, он проникает в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

К газовым МУН относятся: закачка воздуха в пласт, воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ), воздействие на пласт двуокисью углерода, воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Метод закачки воздуха в пласт основан непосредственно на закачке воздуха и его последующей трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счёт низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

Быстрое инициирование активных внутрипластовых процессов окисления это один из наиболее важных следствий использования энергетики пласта чтобы организовать закачку воздуха на месторождениях лёгкой нефти. Интенсивность окислительных реакций имеет положительную корреляцию с температурой.

Двуокись углерода растворяется в воде намного лучше углеводородных газов, кроме того её растворимость имеет положительную корреляцию с давлением и отрицательную с температурой.

Растворяя водой двуокись углерода, её вязкость немного увеличивается. Если в воде содержится 2–3% двуокиси углерода, то вязкость увеличится только на 20–30%, а образующаяся при этом угольная кислота способна

растворять некоторые виды цемента и породы пласта, что способствует увеличению проницаемости.

Содержащаяся в воде двуокись углерода отмывает плёночную нефть, которая покрывает зерна и породы и снижает риск разрыва водной плёнки.

Когда CO_2 растворяют в нефти, её вязкость уменьшается, плотность увеличивается, а объём значительно повышается (в 1,5–1,7 раза), что вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, которые содержат маловязкие нефти.

При методе воздействия на пласт азотом, дымовыми газами и др. используется горение твердых порохов в жидкости без герметизации или защитных оболочек. Такой метод сочетает в себе тепловое, механическое и химическое воздействие.

При таком методе газы горения, которые образуются под давлением, вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет уже существующие и создаёт новые трещины. Нагретые пороховые газы проникают в пласт, расплавляя парафин, смолы и асфальтены. Продукты горения в газообразном виде состоят преимущественно из хлористого водорода и углекислого газа. Первый при условии наличия воды, создаёт слобоконцентрированный солянокислотный раствор, а углекислый газ растворяется в нефти, снижая её вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины.

Химические методы увеличения нефтеотдачи используются, когда необходимо дополнительно извлечь нефть, содержащуюся в сильно истощённых, заводнённых нефтеносных пластах с рассеянной и нерегулярной нефтенасыщенностью. Такой метод применяется на залежах, у которых низкая вязкость нефти, низкая солёность воды, а продуктивные пласты являются карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Химические методы включают в себя: вытеснение нефти водными растворами ПАВ, вытеснение нефти растворами полимеров, вытеснение нефти щелочными растворами, вытеснение нефти кислотами, вытеснение нефти

композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.), микробиологическое воздействие.

Химический метод с использованием заводнения водными растворами поверхностно-активных веществ применяется чтобы снизить поверхностное натяжение на границе нефти и воды, увеличить подвижность нефти и улучшить вытеснение её водой. Смачивая породу, вода впитывается в поры, которые уже заняты нефтью, и движется по пласту, тем самым вытесняя нефть.

Суть заводнения с использованием раствора полимеров заключается в следующем: растворяемый в воде, высокомолекулярный химический реагент способный значительно повысить вязкость воды и как следствие снизить её подвижность, увеличив тем самым охват пластов заводнением. Основным свойством полимеров является загущение воды, что влечёт за собой снижение соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращает условия прорыва воды, обусловленные различными вязкостями или неоднородностью пласта.

Помимо этого, растворы полимеров, из-за того что они обладают повышенной вязкостью, вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды, способны взаимодействовать со скелетом пористой среды (порода и цементирующие вещества). В результате чего получается адсорбация молекул полимеров, выпадающих из раствора на поверхность пористой среды и перекрывающих каналы или же ухудшающих фильтрацию в них воды. Раствор полимеров, поступающий в высокопроницаемые слои, повышает вязкость раствора и снижает проводимость среды. Из-за этого динамическая неоднородность потоков существенно уменьшается, а охват пластов заводнением наоборот увеличивается.

Метод заводнения с использованием щелочных растворов основывается на том, что щелочь, взаимодействуя с пластовыми нефтью и породой, вступает в контакт с органическими кислотами, из-за чего происходит образование поверхностно-активных веществ, снижающих межфазное натяжение на границе раздела фаз нефти и раствора щёлочи и увеличивающих смачиваемость породы водой. Именно использование щелочного раствора является одним из наиболее

эффективных способов, как уменьшить контактный угол смачивания породы водой, другими словами гидрофилизовать пористую среду, повышая тем самым коэффициент вытеснения нефти водой.

При вытеснении нефти композициями химических реагентов чаще всего используются мицелярные растворы. Это прозрачные и полупрозрачные жидкости, чаще всего однородные и устойчивые к фазовому разделению, что в корне отличается от эмульсии нефти в воде или воды в нефти. Вытеснение нефти мицелярными растворами происходит из-за их физико-химических свойств. Из-за низкого межфазного натяжения между раствором и пластовыми жидкостями, раствор устраняет действие капиллярных сил, вытесняя нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицелярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

Нефтяной вал, вытесняя только нефть, пропускает через себя воду. В его зоне нефть фильтруется быстрее воды. Мицелярный раствор, следуя за водяным валом, может увлечь за собой отставшую от нефтяного вала нефть и вытеснить воду с полнотой, которая зависит от межфазного натяжения на контакте с водой. Такая фильтрация жидкости происходит, когда вытесняется остаточная нефть из заводнённой однородной пористой среды.

Микробиологическое воздействие основывается на биологических процессах, использующих микробные объекты. Закачиваемые в пласт, микробные микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти выделяя тем самым полезные продукты жизнедеятельности:

– спирты, растворители и слабые кислоты, приводящие к тому, что вязкость уменьшается, температура текучести нефти понижается, удаляются парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;

- биополимеры растворяются в воде, повышая ее плотность, облегчая извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

Гидродинамические методы увеличения нефтедачи пласта используются для интенсификации текущей добычи нефти, увеличения степени извлечения нефти, уменьшения объёмов прокачиваемой через пласты воды и снижения текущей обводнённости добываемой жидкости.

Интегрированные технологии являются отдельной группой, не относящейся к обычному заводнению водой, для поддержания пластового давления. Прирост добычи достигается из-за того, что вертикальные перетоки в слоисто-неоднородном пласте при помощи малопроницаемых перемычек из низкопроницаемых слоёв в высокопроницаемые с использованием специального режима нестационарного воздействия.

Заводнение с использованием барьеров применяется на газонефтяных скважинах, эксплуатация которых осложнена из-за возможных прорывов газа к забоям добывающих скважин, усложняющая их эксплуатацию высоким газовым фактором. Барьерное заводнение осуществляется следующим образом: располагая нагнетательные скважины в зоне газонефтяного контакта, закачивается вода и отбирается газ и нефть, регулируясь таким образом, чтобы не допустить возникновения взаимных перетоков нефти в газовую часть залежи, а газа в нефтяную часть.

Циклическое воздействие и изменение направления потоков жидкости применяется когда в пластах с неоднородными размерами пор, проницаемостью слоёв и неоднородной их нефтенасыщенностью, которая появилась благодаря этим видам неоднородности, отбору нефти и нагнетанию воды через дискретные точки, необходимо создать нестационарное давление. Благодаря изменению объёма нагнетания воды в скважины или отбора

жидкости из скважин в определённом порядке из-за их периодического повышения или снижения достигается то самое нестационарное давление.

Метод форсированного отбора жидкости применяем на поздней стадии разработки, при достижении обводнённости значения в 75%, увеличивая нефтеотдачу увеличением градиента давления и скорости фильтрации. При использовании такого метода проводится разработка участков пласта, не охваченных заводнением.

Одним из наиболее распространённых методов увеличения дебита скважин считается гидравлический разрыв пласта. При нём создаются трещины в горных породах, прилегающих к скважине, из-за давления на забое скважины в результате нагнетания в породы вязкой жидкости. Образующиеся трещины могут быть как вертикальными, так и горизонтальными с протяжённостью до нескольких десятков метров и шириной от нескольких миллиметров до сантиметров. Далее в образовавшиеся трещины закачивается смесь вязкой жидкости с твёрдыми частичками чтобы трещины не смыкались под горным давлением ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины, пересекая слабодренируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и по трещине к скважине, тем самым увеличивая нефтеотдачу.

Горизонтальные скважины. Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи

происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины. На рисунке 11 представлено строение горизонтальных (А) и вертикальных (В) скважин.

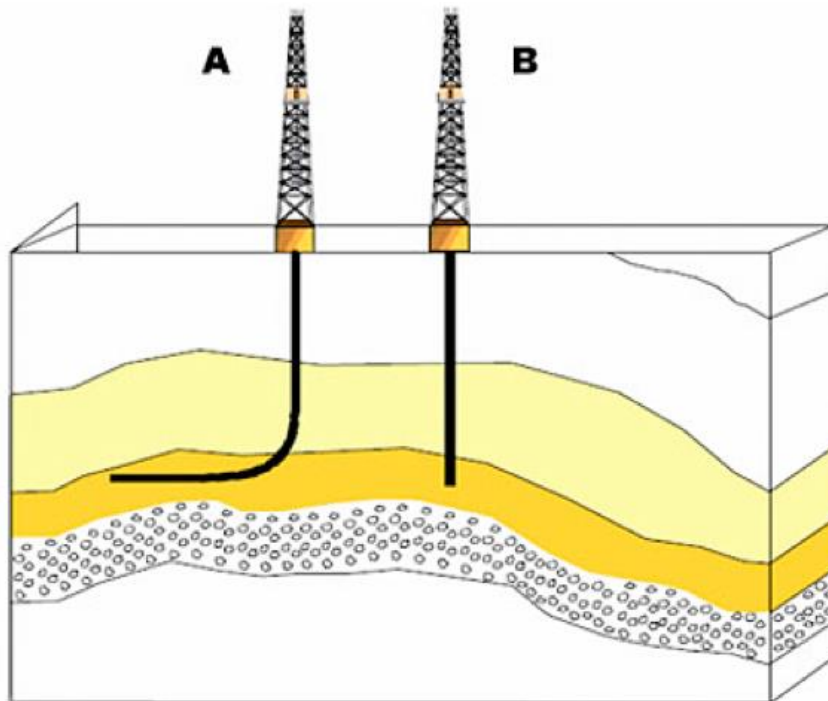


Рисунок 11 – Строение горизонтальных и вертикальных скважин

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Волновое воздействие на пласт. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного,

термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону.

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия.

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров.

То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

На рисунке 12 представлены данные по потенциальным возможностям увеличения нефтеотдачи пластов различными методами.

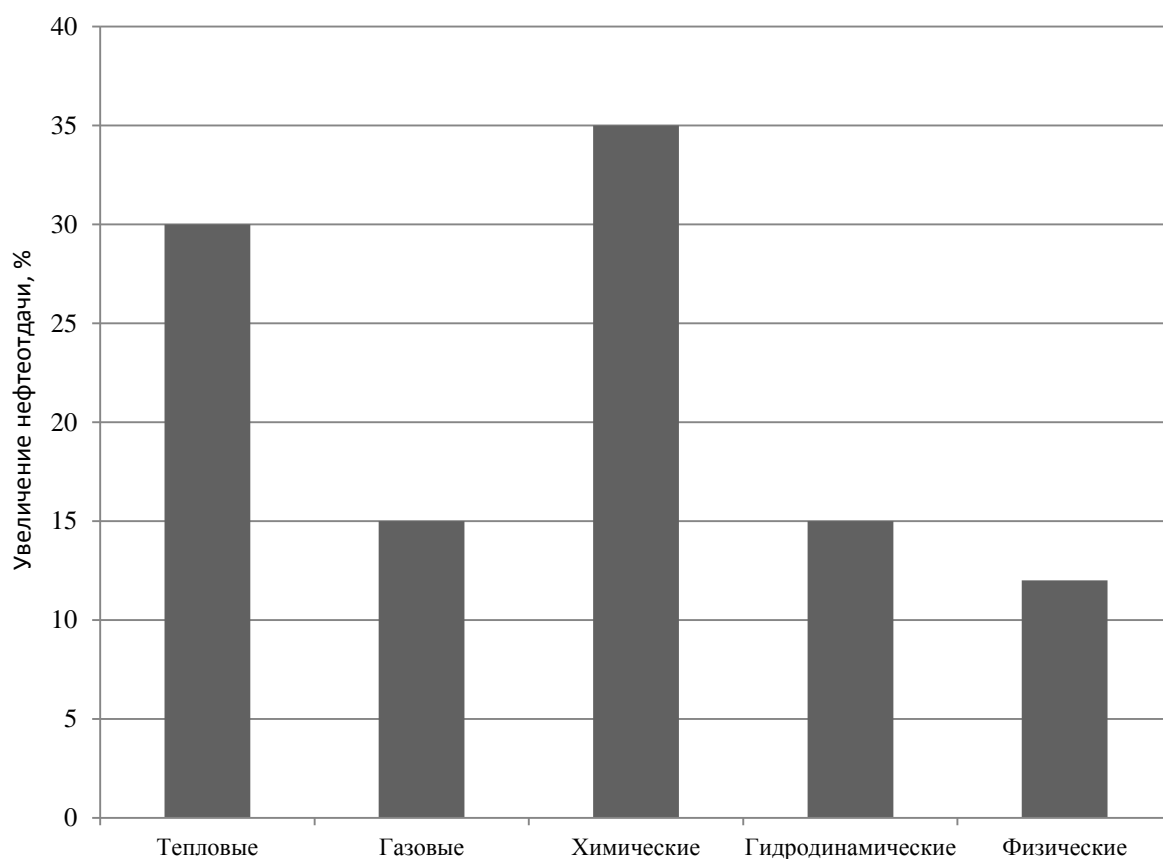


Рисунок 12 – Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами

На рисунке 12 видно, что по России КИН тепловых методов составляет до 30%, газовых и гидродинамических методов – до 15%, химических методов – до 35%, физических методов – до 12%.

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%, в то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%.

Далее рассмотрим основные МУН, которые применяются на крупнейших российских предприятиях нефтегазового сектора.

В 2016 г на скважинах Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть» проведено более 4,6 тыс. ГТМ на дополнительную добычу (не включая ВНС), за счет которых получено 8,2 млн т нефти. Основными видами ГТМ на дополнительную добычу традиционно являются зарезки боковых стволов (ЗБС), гидравлический разрыв пласта (ГРП), переход на другие горизонты и приобщение пластов (ПП).

Только за счет этих видов ГТМ получено 7,1 млн т дополнительно добытой нефти. В 2016 году была сформирована и реализована программа дополнительных ГТМ, состоящая из операций на более чем 1500 скважинах по 6 дочерним обществам Компании, которая обеспечила добычу нефти 0,82 млн тонн.

В ПАО «НК «Роснефть» применяются самые передовые технологии внутрискважинных работ, предлагаемые такими высокотехнологичными компаниями, как «Шлюмберже», «Халлибертон», «КВС», «РН-ГРП», «КатКоннефт», «Ньютех», являющимися лидерами в предоставлении нефтесервисных услуг в РФ.

Активно внедряются технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). В 2016 г. на месторождениях Компании после проведения МГРП запущено 643 скважины, что позволило получить 3,8 млн т нефти.

ЛУКОЙЛ активно развивает и внедряет современные технологии в целях обеспечения наиболее полного извлечения углеводородов, оптимизации производственных процессов и технических решений. Результатом является повышение операционной эффективности, снижение расходов, вовлечение в разработку новых запасов, повышение коэффициента извлечения нефти, создание новых продуктов. В Компании реализуется программа опытно-промышленных работ, основной задачей которой является инновационное развитие Компании на базе внедрения новейших разработок и технологий. Новые технологии позволяют существенно увеличивать извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлекать в промышленную разработку запасы высоковязкой

нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений.

В 2016 году 27% нефти ЛУКОЙЛА в России было добыто за счет применения технологий повышения нефтеотдачи пласта (ПНП). ЛУКОЙЛ применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты. В 2016 году Группа выполнила операции ПНП на 7,3 тыс. скважин, что на 5,4% больше, чем в 2015 году. Основной объем (13,8 млн т) дополнительной добычи получен за счет применения физических методов.

Высокоэффективным методом ПНП является бурение вторых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное использование этого метода. Так, на месторождениях Группы в 2016 году пробурено 184 боковых ствола. С учетом боковых стволов, пробуренных в предыдущие годы, дополнительная добыча нефти в 2016 году составила 5,8 млн т. Высокая эффективность в первую очередь обусловлена подготовкой научно обоснованных мини-проектов с применением гидродинамического моделирования и повышением точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на участках бурения вторых стволов. Следует отметить, что бурение вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин в целях доизвлечения остаточных запасов нефти.

На рисунке 13 представлена структура дополнительной добычи, полученной от применения технологий ПНП.

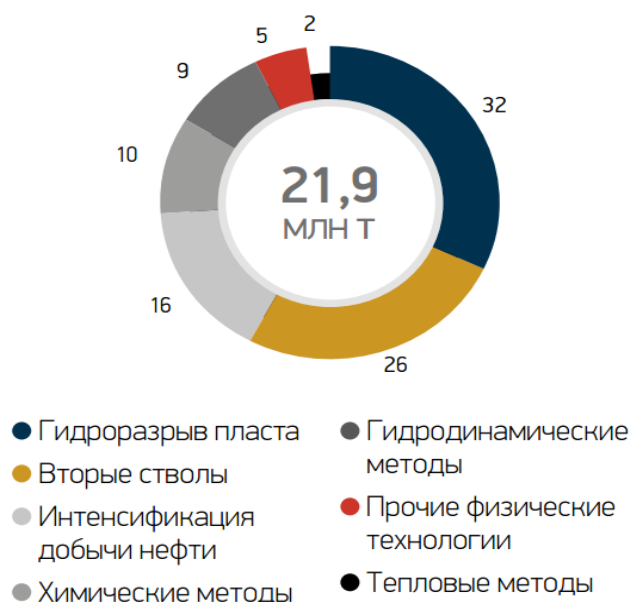


Рисунок 13 – Структура дополнительной добычи, полученной от применения технологий ПИП в 2016 г., %

Строительство высокотехнологичных скважин позволяет разрабатывать залежи со сложным геологическим строением, вовлекать в добычу трудноизвлекаемые запасы. 70% ресурсной базы «Газпром нефти» формируют именно сложные запасы, поэтому доля высокотехнологичных объектов в общем объеме бурения компании сегодня превышает 50%. Один из ключевых методов интенсификации добычи – бурение горизонтальных скважин, существенно увеличивающих поверхность притока и, следовательно, производительность.

В июле 2016 года по бесшаровой технологии на Южно-Приобском месторождении «Газпромнефть-Хантоса» был проведен рекордный для России 30-стадийный гидроразрыв пласта. Бесшаровая технология не только позволяет повышать нефтеотдачу, но и проводить исследования внутри скважины и, что крайне важно, повторный ГРП.

При повторном ГРП изоляция трещин, созданных предыдущим гидроразрывом, ведется специальным химическим составом. Впервые в компании операция повторного многостадийного гидроразрыва была проведена на Вынгапуровском месторождении «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» в

ЯНАО. По данным Schlumberger, операция с подобными технологическими характеристиками проводилась на традиционных коллекторах впервые не только в российской, но и в мировой практике.

Одно из направлений Технологической стратегии «Газпром нефти» – поиск и внедрение методов увеличения нефтеотдачи, позволяющих максимизировать эффективность разработки месторождений. Ставка в первую очередь делается на газовые и химические МУН.

В первом случае газ закачивается в пласт, растворяется в нефти, снижая ее вязкость и увеличивая объем, и тем самым вытесняет нефть. Такая технология может не только увеличивать коэффициент извлечения нефти, но и способствовать утилизации попутного нефтяного газа.

ПАО «Татнефть» разрабатывает и реализует программные мероприятия по повышению эффективности производства рентабельной добычи нефти за счет разработки и внедрения инновационных технологий, оптимизации фонда скважин и совершенствования системы разработки месторождений. Результаты этой работы позволили «Татнефть» в последние годы не только стабилизировать, но и увеличить объемы нефтедобычи.

ПАО «Татнефть» активно развивает технологии одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластоводной скважиной, повышающие эффективность разработки месторождений.

По состоянию на 01.01.2018 г. по технологии ОРД, ОРД/З в эксплуатации – 2075 скважин. Суммарная дополнительная добыча по скважинам ОРД, ОРД/З с начала эксплуатации установок составила 14575 тыс. тонн. Средний прирост дебита по нефти на одну скважину с начала эксплуатации установок составил 4,2 т/сут. В 2017 году установки ОРД, ОРД/З внедрены и работают на 409 скважинах.

Технология ОРЗ внедрена и работает на 787 нагнетательных скважинах, в т.ч. в 2017 г. – на 66 скважинах. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам с начала внедрения составила 2761,3 тыс. тонн. В эксплуатации находится 2862 установки ОРД, ОРД/З и ОРЗ,

накопленная дополнительная добыча с начала внедрения технологий превысила 17 млн тонн нефти.

Значительный объем добычи нефти ОАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается благодаря грамотной эксплуатации месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. С одной стороны, Компания проводит широкий спектр геолого-технических мероприятий, оптимизацию работы фонда скважин и систем разработки месторождений. Кроме того, важнейшую роль в обеспечении эффективности поиска и освоения месторождений играет внедрение передовых технологий и инноваций.

В отчетном году Компанией было выполнено 260 мероприятий по освоению новых технологических процессов, новых видов производств и оборудования с общим экономическим эффектом 10,2 млрд руб., при этом наибольший эффект был достигнут в области повышения нефтеотдачи пластов. Для обеспечения дополнительной добычи нефти было проведено более 9 тыс. различных скважино-операций, в том числе гидроразрывы пласта, забуривание боковых стволов и другие физические и химические методы повышения нефтеотдачи пластов. Широкий спектр реализуемых геолого-технических мероприятий позволяет грамотно эксплуатировать месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, осваивать трудноизвлекаемые запасы нефти, максимально использовать весь потенциал роста имеющихся активов. Добывая большую часть нефти механизированным способом, Компания тщательно подбирает вид насосного оборудования и режим эксплуатации каждой скважины. С другой стороны, Компания успешно работает на различных по сложности извлечения структурах. Помимо традиционных залежей, в последние годы все активнее вовлекаются в разработку объекты с трудноизвлекаемыми запасами.

2 Анализ текущих возможностей ПАО «НК «Роснефть» по повышению эффективности добычи нефти на месторождениях

2.1 Характеристика предприятия и оценка его возможностей в области повышения эффективности добычи нефти на месторождениях

ПАО «НК «Роснефть» является лидером российской нефтяной отрасли и крупнейшей публичной нефтегазовой корпорацией. Основные виды деятельности включают в себя поиск и разведку месторождений углеводородов, добычу нефти, газа и газового конденсата, реализацию проектов по освоению морских месторождений, переработку добытого сырья, реализацию нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за её пределами [27]. Миссией ПАО «НК «Роснефть» является эффективная реализация энергетического потенциала в рамках проектов в России и за рубежом, обеспечение энергобезопасности и бережное отношение к природным ресурсам [28].

Как уже говорилось ранее, добыча нефти в России в 2017 году снизилась на 0,2%, составив 546,7 млн т. В целом же для отрасли характерно снижение добычи на зрелых месторождениях (-1,2%) и увеличение добычи на новых (+19%). По итогам 2017 года компания ПАО «НК «Роснефть» является не только лидером российской нефтяной отрасли, но и крупнейшей в мире публичной нефтяной компанией по объему, как запасов, так и добычи, добывая при этом 6% от мировой добычи нефти и 52% от российской. Динамика добычи нефти компании представлена на рисунке 14 [29–33].

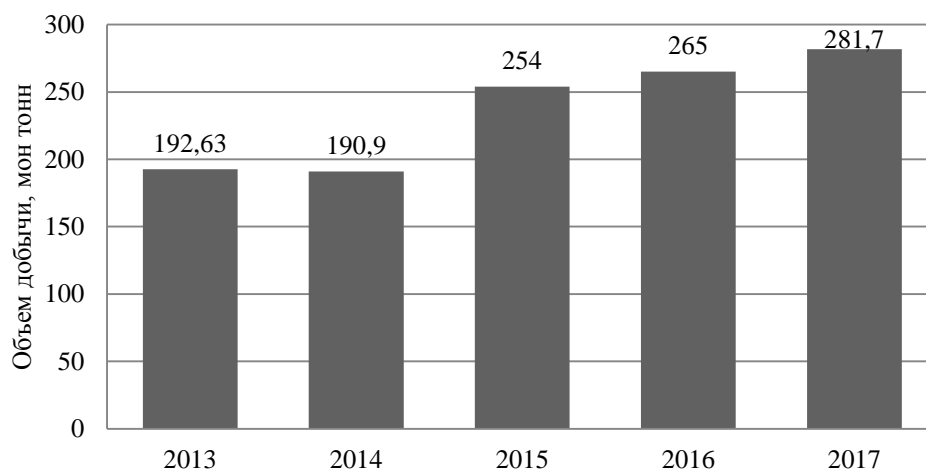


Рисунок 14 – Динамика добычи нефти компании

Из рисунка 14 видно, что в компании наблюдается стабильный рост объёмов добычи по годам. Несмотря на истощение «зрелых» месторождений, они продолжают быть крупнейшими источниками нефти, при этом столь высокие уровни добычи нефти при столь высоком уровне выработанности месторождений обеспечиваются различными методами и технологиями повышения нефтеотдачи пластов. На рисунке 15 представлена география компании ПАО «НК Роснефть».

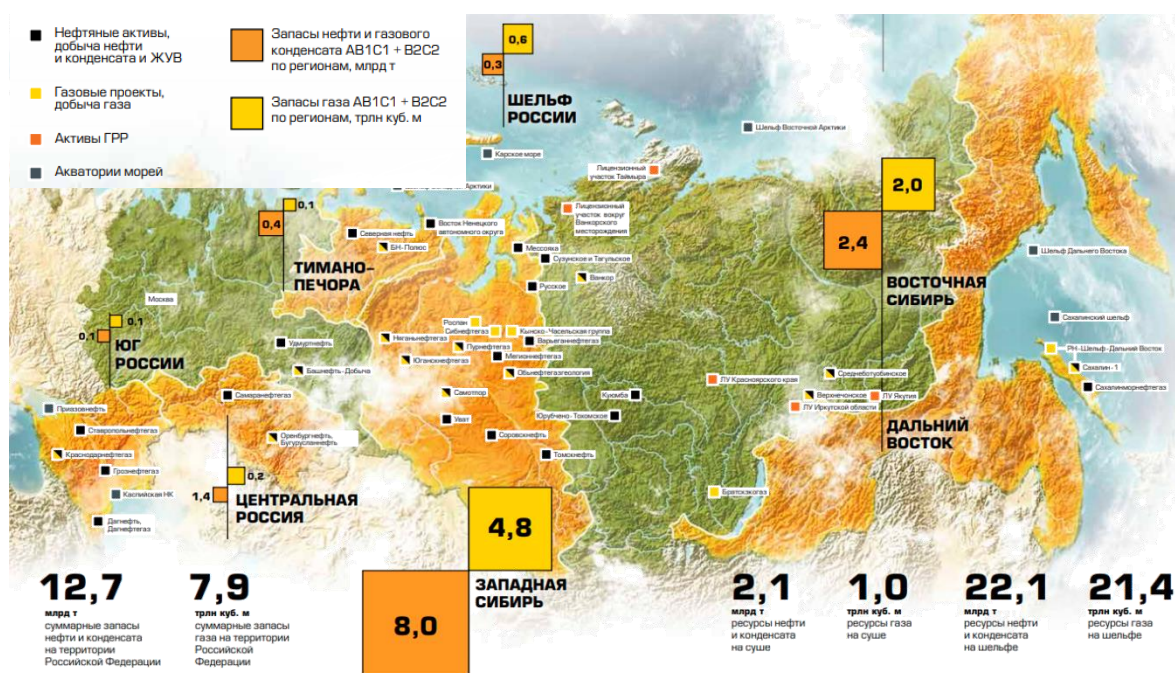


Рисунок 15 – География компании

Основными регионами деятельности компании являются Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток, а также Центральная Россия, Краснодарский край и Тимано-Печорская провинция.

Западная Сибирь является основным регионом добычи нефти. За 2017 год в этом регионе было добыто 58% нефти добытой Компанией. В 2016 году этот показатель равнялся 61%. В Западной Сибири находятся крупнейшие месторождения как Компании, так и России: Приобское и Мамонтовское. Также основными месторождениями по добыче нефти в регионе Западной Сибири являются Малобалыкское и Приразломное месторождения.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке основными месторождениями являются Ванкорское и Верхнечонское месторождение, где за 2017 год было добыто 30,4 млн. тонн нефти (11% от общего объёма добытой нефти Компании). По стратегии Роснефти именно эти регионы должны обеспечить основной рост добычи Компании в среднесрочной перспективе, преимущественно за счёт разработки новых месторождений: Ванкорского кластера (Сузунское, Тагульское, Лодочное), Юрубчено-Тохомского, Среднеботуобинского и Куюмбинского.

В регионе Центральной России за 2017 год было добыто 48 млн тонн нефти (21% от общей добычи компании). Основными месторождениями в этом регионе являются: Росташинское, Сорочинско-Никольское, Гаршинское, Покровское, Мухановское, Кулешовское, Бариновско-Лебяжинское, Михайловско-Коханское, Неклюдовское, Арланское, Югомашевское и Туймазинское.

На Юге России добыча ведётся на 30 лицензионных участках Краснодарского края, который является старейшим центром нефтедобычи на европейской части РФ. Более 80% от доказанных запасов этого региона находятся на территории Анастасиевско-Троицкого месторождения. За 2017 год добыча в этом регионе составила 2,8 млн тонн нефти (1% от общей добычи Компании).

В Тимано-Печорской провинции добыча ведётся на 19 лицензионных участках, 18 из которых располагаются в Республике Коми и Ненецком автономном округе. Основная часть доказанных запасов региона располагается на Лабаганском, Наульском, Хасырейском, Среднемакарихинском и Черпаюском месторождениях. В 2017 году в этом регионе добыто 5,4 млн тонн нефти (2% от общей добычи компании).

Значительный вклад в поддержание запланированных уровней добычи вносит проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на получение дополнительной добычи нефти.

Основными технологиями применяемыми компанией являются:

- разработка горизонтальных скважин, вместо вертикальных или наклонных, зарез бокового ствола (по итогам 2017 года доля горизонтальных скважин составила 36% от общего фонда введённых в эксплуатацию, при этом количество новых горизонтальных скважин с использованием многостадийного гидроразрыва пласта увеличилась на 67%);

- технологии простого и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). В 2016 г. на месторождениях Компании после проведения МГРП запущено 643 скважины, что позволило получить 3,8 млн т нефти;

- технология многозабойных скважин;
- проводится геомеханическое моделирование;
- геонавигация в режиме реального времени;
- бурение с регулируемым давлением, с закачкой в бурильный инструмент инертного газа (азота);

- эксплуатируется новая установка подготовки нефти (УПН-1).

В ПАО «НК «Роснефть» применяются самые передовые технологии внутрискважинных работ, предлагаемые такими высокотехнологичными компаниями, как «Шлюмберже», «Халлибертон», «КВС», «РН-ГРП», «КатКоневфть», «Ньютех», являющимися лидерами в предоставлении нефтесервисных услуг в РФ.

В 2016 г на скважинах Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть» проведено более 4,6 тыс. ГТМ на дополнительную добычу (не включая ВНС), за счет которых получено 8,2 млн т нефти. Основными видами ГТМ на дополнительную добычу традиционно являются зарезки боковых стволов (ЗБС), гидравлический разрыв пласта (ГРП), переход на другие горизонты и приобщение пластов (ПП). Только за счет этих видов ГТМ получено 7,1 млн т дополнительно добытой нефти. В 2016 году была сформирована и реализована программа дополнительных ГТМ, состоящая из операций на более чем 1500 скважинах по 6 дочерним обществам Компании, которая обеспечила добычу нефти 0,82 млн тонн.

В 2016 году в соответствии с соглашениями с крупнейшими игроками отрасли (компаниями BP и WesternGeco) ПАО «НК «Роснефть» приступило к разработке новой системы регистрации сейсморазведочных данных, внедрение которой ожидается в 2019 году. Применение данной технологии Cheetah «Гепард» позволит проводить сверхплотные сейсмические наблюдения по цене, соизмеримой со стандартными современными наблюдениями. Высокая плотность наблюдений позволит существенно повысить качество сейсмических материалов и сейсмического прогноза в сложных сейсмогеологических условиях, как для геологоразведки, так и для разработки. Использование данной технологии позволит Компании проводить сейсморазведочные работы в эксклюзивных зонах, недоступных традиционной сейсморазведке (территории месторождений со сложными техногенными условиями, уязвимые экологические ландшафты и т. д.).

Ключевыми достижениями на зрелых месторождениях стали:

- рост ввода новых скважин на 43 % до уровня 2625 скв, увеличение ввода новых горизонтальных скважин (ГС) на 52 % в сравнении с 2015 г.;
- рост количества ввода новых ГС с многостадийным ГРП на 56 %; рост количества операций ЗБС на 5 %, с дополнительной добычей 2,9 млн т;
- испытана технология бурения на управляемом давлении на Юрубчено-Тохомском месторождении – пробурены 3 скважины с сокращением цикла

бурения горизонт. секции на 30 %, суммарный дебит в 4,5 раза выше среднего по кусту скважин;

– реализован пилотный проект двухколонной ГС с МГРП в Юганскнефтегазе – пробурены 4 скважины со средним сокращением цикла бурения на 44 % относительно факта 2015 г.;

– увеличение дополнительной добычи за 2016 год по ГТМ без учета ВНС из бурения до уровня 8,2 млн т, что позволило стабилизировать добычу на зрелых месторождениях.

Как известно поддержание уровня добычи на «зрелых» месторождениях, перешедших уже на 3 и 4 стадию разработки требует определённых вложений, которые обеспечиваются инвестициями Компании. Структура Инвестиционной программы ПАО «НК «Роснефть» представлена на рисунке 16.

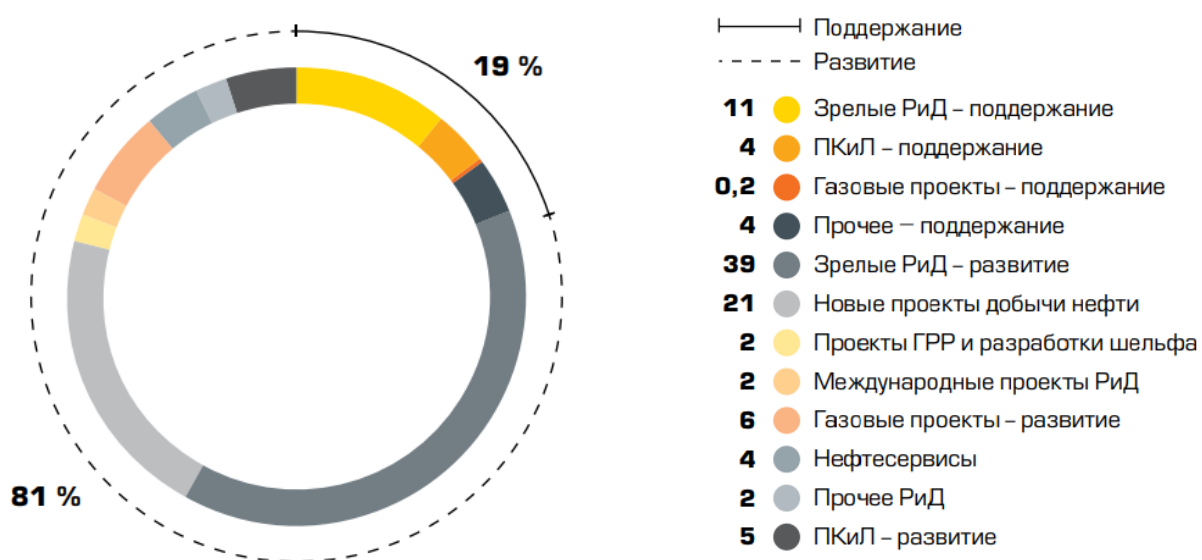


Рисунок 16 – Структура Инвестиционной программы за 2017 год

По результатам 2017 года объем капитальных вложений составил 922 млрд руб. Порядка 80 % инвестиций Компании направлено в проекты развития сегментов блоков РИД (включая «Газовые проекты») и «Переработка, коммерция и логистика» (ПКИЛ). В целом в 2017 году сегмент РИД представляет 87 % от инвестиций Компании. Объем инвестиций в зрелые

активы РИД в 2017 году достиг порядка 480 млрд руб., что составляет более половины годовых инвестиций Компании. В среднесрочной перспективе объем капитальных вложений планируется сохранять на достигнутом уровне (порядка 450–500 млрд руб. в год) для поддержания стабильного уровня добычи за счет бурения новых скважин при сохранении высокой эффективности капитальных вложений в зрелые активы. Инвестиции в зрелые активы составляют более 60 % от инвестиций в РИД, из них более 70 % составляют инвестиции в проекты развития, обеспечивающие максимизацию возврата на вложенный капитал.

Стратегическая цель ПАО «НК «Роснефть» в области разведки и добычи на суше – поддержание добычи и максимальное раскрытие потенциала действующих месторождений, рациональная реализация новых проектов для обеспечения устойчивого профиля добычи и максимального коэффициента извлечения углеводородов, а также экономически обоснованная разработка нетрадиционных и сложных коллекторов. Компания планирует эффективный перевод ресурсов в запасы и последующий ввод в разработку для поддержания добычи в традиционных регионах деятельности, создание новых кластеров нефтегазодобычи на базе месторождений Ванкорской группы, а также Восточной Сибири.

Стратегическими приоритетами компании в области геологоразведки и восполнения запасов являются:

- реализация ГРП для поддержания эффективной добычи и выполнение лицензионных соглашений;
- повышение качества и объемов подготовленных запасов для реализации стратегических проектов Компании;
- дальнейшая работа по стабилизации добычи на зрелых месторождениях с увеличением бурения и применением новых технологий;
- поддержание продуктивности скважин действующего фонда.

2.2 Методика оценки экономической эффективности применения технологий нефтеотдачи пластов

Расчет экономической эффективности применения различных технологий по повышению эффективности нефтедобычи на месторождении основывается, прежде всего, на результатах оценки их технологической эффективности.

Оценка технологической эффективности МУН, т. е. определение фактической эффективности МУН, проводится сравнением производственных показателей объектов воздействия, полученных в результате применения МУН (нового варианта), с расчетными показателями (базовым вариантом), которые были бы характерны для этого объекта без применения МУН (т. е. при работе объекта по старой технологии).

Количественная оценка технологической эффективности МУН, т. е. объема дополнительной добычи нефти за счет их применения, производится на стадии внедрения путем сравнения с базовым вариантом разработки залежи (участка).

Базовый вариант – это расчетный вариант разработки, который был бы реализован на данном объекте воздействия, если бы на нем не применялся рассматриваемый метод.

По большинству месторождений обычно базовый вариант предусматривает применение стационарного или нестационарного заводнения. Реже за базовый вариант принимается естественный природный режим (при невозможности применения методов заводнения по геолого-физическим критериям его применимости).

Характеристика вытеснения – это эмпирическая зависимость типа: накопленная (текущая) добыча нефти – накопленный (текущий) отбор жидкости или воды. Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой.

Основываясь на полученных данных по оценке технологической эффективности, а решение о внедрении мероприятия, особенно если данная технология уже опробована, принимается геологическими службами нефтедобывающих предприятий без учёта экономических особенностей получения эффекта, можно рассчитать уже непосредственно сам экономический эффект от внедрения методов увеличения нефтеотдачи в действующих добывающих скважинах.

Экономический эффект (Э), он же показатель чистой прибыли, обычно рассчитывается формуле 1:

$$\text{Э}=(\Delta Q \cdot (\text{Ц}-\text{З}_{\text{пер}})-\text{З}_{\text{м}}) \cdot (1-\text{н}), \quad (1)$$

где Э – экономический эффект от внедрения методов увеличения нефтеотдачи на данной скважине, руб./скв-обр.;

ΔQ – прирост добычи нефти, т/ скв-обр.;

Ц – цена реализации нефти, руб./т;

$\text{З}_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб./т;

$\text{З}_{\text{м}}$ – затраты на проведение мероприятия по увеличению нефтеотдачи на данной скважине, руб./скв-обр.;

н – налог на прибыль, д.ед.

Основной недостаток расчётов по данной формуле состоит в том, что экономический эффект от внедрения методов увеличения нефтеотдачи на какой-либо скважине осуществляется, как правило, достаточно продолжительное время (более года). Продолжительность действия технологического эффекта зависит от вида мероприятия и качества его выполнения и по некоторым мероприятиям может составлять несколько лет.

Помимо непосредственно самой экономической эффективности от внедрения какого-либо метода, существует система показателей экономической эффективности вложений в какой-либо метод повышения нефтеотдачи пласта.

Определение интегральных показателей эффективности ведется по следующим алгоритмам.

Определяем выручку от реализации:

$$V_i = C \cdot Q_{ni} + C_g + Q_{gi}, \quad (2)$$

где V_i – выручка от реализации в i -году, млн руб.;

C – средневзвешенная цена нефти (включая НДС), тыс. руб./т;

Q_{ni} – добыча нефти в году i , тыс. т;

C_g – отпускная цена газа, тыс. руб./1000м³;

Q_{gi} – добыча нефтяного газа в году i , млн м³.

Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению (Π_i) – это совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину производственных расходов с включением в них амортизационных отчислений (ПР_i) и налогов, относящихся на производственные затраты (H_i), коммерческих (КР_i) и внереализационных расходов (ВР_i), налогов от выручки и реализации, а также на имущество. В общем виде расчет можно производить по формуле 3:

$$\Pi = \sum_{i=1}^I \Pi_i = \sum_{i=1}^I \frac{V_i - (\text{ПР}_i + \text{КР}_i + \text{ВР}_i + H_i)}{(1 + E_n)^{i-1p}}, \quad (3)$$

где Нпр_i – налог на прибыль (20% от балансовой прибыли), млн руб.

$\text{Нпр}_i = \Pi_i \cdot 0,2$, при условии $\Pi_i > 0$.

Прибыль чистая, остающаяся в распоряжении предприятия, млн. руб.:

$$\text{Пч}_i = \Pi_i - \text{Нпр}_i \quad (4)$$

Вычисление интегральных показателей эффективности (ЧДД, ВНР, Пок) осуществляется на базе расчетных цен, чтобы исключить влияние инфляционного изменения цен на результирующие экономические показатели.

При этом коэффициент дисконтирования определяется из следующих соображений:

если «а» – коэффициент дисконтирования, выраженный в текущей денежной единице,

«А» – то же, выраженное в постоянной денежной единице,

«г» – годовой коэффициент инфляции, доли ед., тогда значение коэффициента дисконтирования, которое должно быть применено при определении интегральных показателей, получается из соотношения:

$$(1+«а») = (1+«А») \cdot (1+«г») \quad (5)$$

Для поздней стадии разработки подсчет реальной экономической эффективности имеет свою специфику, отражающую особенности этого этапа разработки. Месторождение разбурено, обустроено, вся инфраструктура создана, коллективы нефтедобытчиков сформированы, высокая обводненность продукции части скважин отключена или может быть отключена из разработки по причине нерентабельности эксплуатации. Здесь реальные затраты на дополнительную добычу нефти по существу составляют энергетические затраты на добычу, перекачку, первичную подготовку нефти, подготовку и закачку воды в пласт для рентабельно работающих скважин и условно переменные затраты, связанные с объемами добычи, для нерентабельных скважин. Для всех скважин, конечно, добавляются затраты на осуществление операций по научному сопровождению МУН.

В этих условиях для оценки экономической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи можно использовать остающуюся в распоряжении предприятия прибыль от реализации дополнительно добытой нефти за счет МУН, рентабельность и срок окупаемости затрат на осуществление МУН, предложенные в работе.

Для оценки экономической эффективности единичных (не массовых, охватывающих существенную часть участка) МУН и ГТМ можно применить следующую формулу.

Чистая прибыль определяется по формуле 6:

$$Пч_i = (V_i - \Delta Z_э - Z_{\text{мун}} - Z_{\text{ком}} - Н_{\text{фр}}) \cdot (1 - h_{\text{пр}}), \quad (6)$$

где V_i – выручка от реализации в i -году, млн руб.;

$Н_{\text{ц}}$ – налоги, отчисляемые в бюджет от цены реализации нефти (НДС и НДСПИ), млн руб.;

$\Delta Z_э$ – дополнительные эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти, млн руб.;

$Z_{\text{мун}}$ – затраты на осуществление МУН, млн руб.;

$Z_{\text{ком}}$ – коммерческие расходы на реализацию нефти, млн руб.;

$Н_{\text{фр}}$ – налоги, включаемые в себестоимость добычи нефти, и налоги, выплачиваемые из прибыли, млн руб.;

$h_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, доли единицы.

Рентабельность продукции определяется по формуле 7:

$$P = \text{прибыль до налогообложения} / \text{полная себестоимость} \quad (7)$$

Рентабельность продукции показывает сколько предприятие (организация) получает прибыли с каждого рубля, затраченного на производство и реализацию продукции. Этот показатель рассчитывают по предприятию и по отдельным подразделениям или видам продукции.

Рентабельность продаж определяется по формуле 8:

$$P = \text{прибыль до налогообложения} / \text{выручка} \quad (8)$$

Рентабельность продаж показывает, какую сумму прибыли получает предприятие с каждого рубля проданной продукции.

Рентабельность производства определяется по формуле 9:

$$R = \text{прибыль до налогообложения} / \text{ср. год. ст-ть ОС} \quad (9)$$

Рентабельность производства показывает, сколько предприятие (организация) получает прибыли с каждого рубля, затраченного на производство и реализацию продукции.

Сравнение технологий по экономической эффективности можно также осуществлять по прибыли на 1 тонну дополнительной нефти:

$$P_{уд} = P_{ч_i} / \Delta Q_n \quad (10)$$

Затраты на осуществление методов увеличения нефтеотдачи пластов (З) складываются из затрат на осуществление мероприятия на скважине (З_{мер}), научно-методическое сопровождение работ по ПНП (З_{нмс}):

$$Z_{доп} = Z_{мер} + Z_{нмс} \quad (11)$$

Работы по повышению нефтеотдачи пластов непосредственно на скважинах относятся к мероприятиям по капитальному ремонту скважин.

Фактические затраты на осуществление МУН на скважине должны приниматься согласно сметам.

Научно-методическое сопровождение работ по ПНП осуществляется на основании договоров с авторами технологий или внедренческими организациями, в которых оплата предусматривается из расчета стоимости сопровождения работ на одной скважине.

Мероприятия по МУН осуществляются на действующих (рентабельных) скважинах (или на участках применения МУН, где добывающие скважины

находятся в эксплуатации) и на простаивающих скважинах по причине нерентабельности их эксплуатации из-за низкого дебита или высокой обводненности продукции. Мероприятия по МУН на них осуществляются для перевода их из нерентабельного фонда в рентабельный.

При осуществлении мероприятий по МУН на рентабельном фонде скважин имеют место дополнительные затраты на электроэнергию на извлечение дополнительной нефти, ее сбор, транспорт и подготовку, на реагенты при подготовке дополнительной нефти и ее реализацию. Так как учет затрат на добычу нефти ведется не по отдельным скважинам, а в целом по НК (НГДУ), эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти из каждой скважины или участка применения МУН рассчитываются по формуле 12:

$$\Delta Z_3 = \Delta Q_n \cdot (\sum Z_i) / Q_n, \quad (12)$$

где ΔQ_n – дополнительная добыча нефти за счет МУН по скважине или по участку в отчетном периоде (месяце, квартале, году), тонн;

Q_n – добыча нефти в целом по НК (НГДУ) в отчетном периоде, тыс. тонн;

$\sum Z_i$ – затраты на оплату электроэнергии (без затрат на содержание сетей) на извлечение, сбор, транспорт и подготовку нефти и закачку воды, реагенты на подготовку нефти и коммерческие расходы на реализацию нефти в целом по НГДУ, млн руб.

При осуществлении МУН на бездействующей (нерентабельной) скважине с последующим вводом ее в эксплуатацию дополнительные эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta Z_3 = (\sum t_i) \cdot (\sum A_i) / N + \Delta Q_n \cdot (\sum Z_i) / Q_n, \quad (13)$$

где Σt_i – суммарное время эксплуатации в отчетном периоде скважин, которые были введены в работу после осуществления на них мероприятий по МУН, дни;

ΣA_i – затраты на обслуживание скважин в целом по НГДУ в отчетном периоде: основная и дополнительная заработная плата, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, транспортные затраты в составе цеховых расходов, руб.;

T – сутки эксплуатации добывающих скважин в целом по НГДУ в отчетном периоде.

Предложенным способом можно определять технико-экономические показатели (ТЭП) МУН за любой отрезок времени. Если МУН применяются на достаточно большом участке залежи, их экономическую эффективность можно определить путем сравнения технико-экономических показателей добычи нефти на участке без МУН и с учетом МУН. Расчет добычи нефти на участке проводится по двум вариантам – без МУН (базовый) и с МУН.

Несмотря на значительный опыт применения методов увеличения нефтеотдачи в нефтегазовой отрасли, вопросы оценки экономической эффективности остаются актуальными. Причинами сложностей, возникающих при оценке эффективности МУН, являются: во-первых, тот факт, что рассмотренные критерии эффективности не являются достаточными; во-вторых, различный срок действия технологического эффекта каждого МУН. Таким образом, принятие оптимального варианта для реализации должно основываться на значениях всех интегральных показателей и учетом указанных причин.

невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

Структура месторождения в разрезе – это масштабный массив, распадающийся на 5 горизонтов. Их глубина залегания колеблется от 1650 до 2750 м. Нефтегазоносные пласты представлены песчаником. В кровлях породных свит наряду с промышленными имеются также непромышленные скопления природного газа.

Это месторождение является многопластовым, в него входит семь продуктивных пластов, включающих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III – газовая, залежи в пластах яковлевской свиты (Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты. В настоящее время в разработке находится 5 объектов: Дл-I-III, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV.

Основными особенностями данных объектов, определяющими выбор метода воздействия, являются:

- высокая неоднородность коллекторов;
- низкие коэффициенты начальной нефтенасыщенности пластов;
- высокая газонасыщенность пластовой нефти;
- наличие газовых шапок и подошвенной воды;
- высокая глинистость пластов;
- повышенная вязкость нефти залежи Як-III-VII;
- низкие значения эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости (Нх-I);
- наличие «суперколлектора» (Нх-III-IV);
- применение закачки воды и газа для ППД.

На рисунке 18 представлены данные по структуре добычи нефти на Ванкорском месторождении.

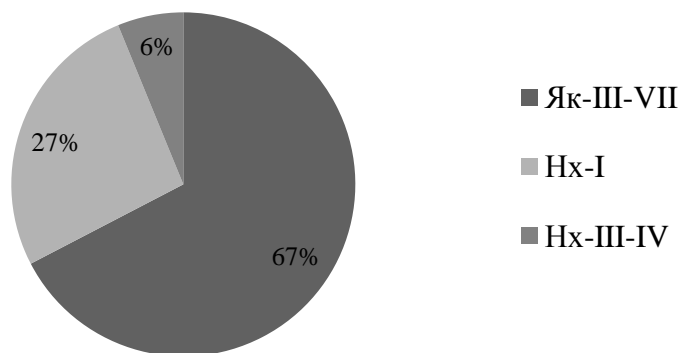


Рисунок 18 – структура добычи нефти по объектам

Согласно данным из рисунка 18, наиболее продуктивным является объект Як-III-VII, относящийся к Яковлевской свите, представленной частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием глинистых разностей пород. В то время как объекты Нх-I и Нх-III-IV относятся к Нижнехетской свите, представленной преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито-песчаные разности имеют подчиненное значение.

На рисунке 19 представлены данные по динамике добычи нефти на Ванкорском месторождении.

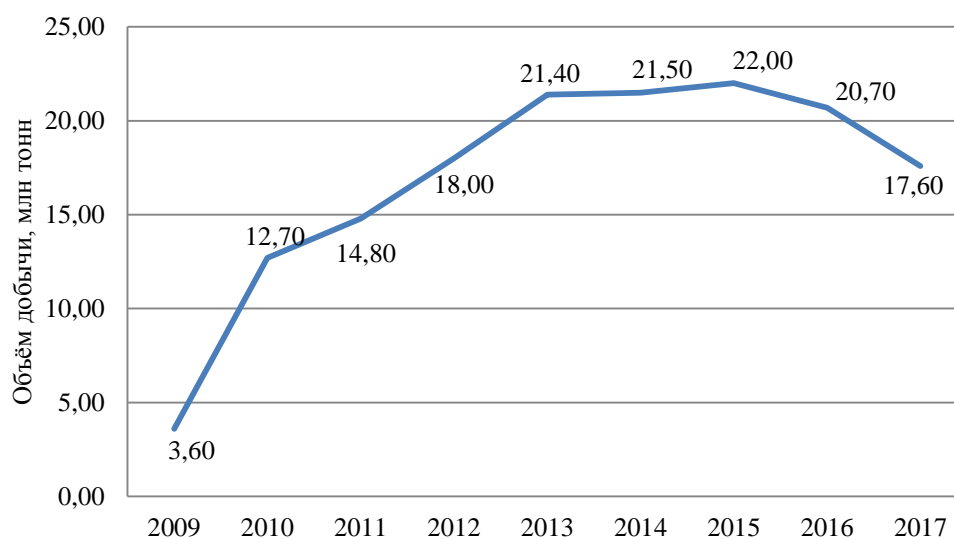


Рисунок 19 – Динамика добычи нефти

Из рисунка 19 можно увидеть, что вплоть до 2015 года на месторождении наблюдался стабильное увеличение добычи, максимальные приросты наблюдались до 2013 года. Сокращение добычи за последние 2 года можно объяснить выполнением Компанией Соглашения с ОПЕК+.

Для условий залежей Ванкорского месторождения рассмотрена возможность применения следующих методов воздействия: гидродинамических (заводнение); физико-химических (закачка водных растворов ПАВ, полимера, щелочи); газовых (закачка углеводородного газа, диоксида углерода, водогазовое воздействие); тепловых (закачка пара, горячей воды); микробиологических (активизация пластовой микрофлоры, мелассное заводнение) с учетом реальной возможности обеспечения их необходимыми химическими реагентами и оборудованием на разрабатываемом месторождении.

На Ванкорском месторождении применяются следующие технологии и методы поддержания пластового давления:

- закачка воды (заводнение);
- ГРП и МГРП;
- забуривание боковых стволов;
- потокоотклоняющие технологии;
- горизонтальные скважины;
- физико-химическая обработка призабойной зоны скважин.

На Ванкорском месторождении в настоящее время система ППД путем закачки воды находится в заключительной стадии. Единственным технологическим фактором, ограничивающим применение заводнения, является высокая глинистость коллекторов. Поэтому для закачки в пласты рекомендуется использовать подтоварную воду и воду долганской свиты, как наиболее близкую по составу и свойствам к пластовой воде. Применение заводнения в низкопроницаемом глиносодержащем пласте Нх-1 имеет только технические проблемы – низкие приемистости нагнетательных скважин и высокие давления нагнетания. Данные проблемы решаются бурением

горизонтальных нагнетательных скважин и обработками призабойных зон этих скважин.

Для повышения эффективности добычи на месторождениях Ванкорского кластера разработка ведется горизонтальными скважинами. Горизонтальной скважиной, называют скважину угол отклонения ствола от вертикали которой составляет 80–90°. Конструкция горизонтальной скважины напрямую зависит от геологических условий. Высокая продуктивность достигается за счет бурения скважины простой конструкции породоразрушающим инструментом. Скважины рекомендуется бурить в коренных горных породах. При выборе конструкции буровых руководствуются принципами безопасности. Помимо этого, от сделанного выбора зависит объем расхода материалов и конечная стоимость строительства. Также учитывают, что искривленная и вертикальная часть горизонтальной скважины рассмотрена не только со стороны верного выбора конструкции, а и – удовлетворительного забойного давления. Не берется во внимание лишь горизонтальная часть ствола.

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Месторождение разрабатывается горизонтальными скважинами с боковыми стволами, когда продуктивный пласт находится в породах с высокой неоднородностью, низкими ФЕС, а также присутствует необходимость реконструкции скважин после ранее проведенных геолого-технических мероприятий, которые оказались малоэффективны. Ввод в эксплуатацию БС, как правило, положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке «застойных» участков месторождений и дополнительной части остаточной нефти. С 2014 по 2016 гг. на Ванкорском месторождении было пробурено более шестидесяти боковых стволов, большинство из которых оказались весьма удачными проектами.

В горизонтальных скважинах, пробуренных в нескольких пластах, есть возможность проведения непрерывного гидроразрыва пласта отдельно в

каждом стимулируемом интервале с помощью системы затрубного пакера для необсаженных стволов. Отличие МГРП от 1-стадийного ГРП в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта. Данная технология существенно повышает продуктивность скважин, охват запасов разработкой, а также позволяет сократить фонд скважин и повысить экономическую эффективность проектов. В 2011–2013 годах на Ванкорском месторождении были проведены опытно-промышленные работы по многостадийному ГРП для более полного вовлечения запасов низкопроницаемого пласта НХ-1 в разработку. В условиях пласта Нх-1 на Ванкорском месторождении технология многостадийного гидроразрыва приводит к значительному росту обводненности скважин. Увеличение обводненности происходит за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков. В связи с чем, необходимо проводить постоянный контроль обводненности и анализировать работу скважин в течение следующего за ГРП периода эксплуатации скважин.

Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования). Цель потокоотклоняющих технологий: выравнивание приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создание более равномерного фронта вытеснения и уменьшение прорывов воды в добывающие скважины. Потокоотклоняющие технологии, позволяют создавать прочные барьеры на пути фильтрации воды и повышать нефтеотдачу пластов за счёт увеличения коэффициента охвата. В основном данные технологии применяются на завершающей стадии разработки либо при решении задач связанных с ремонтно-изоляционными работами

Обработка призабойной зоны пласта относится к методам интенсификации притока. ОПЗ производят кислотными или щелочными (только терригены) составами с целью восстановления проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) после вторичного вскрытия пласта с целью

устранения воздействия на пласт различными технологическими жидкостями в процессе эксплуатации скважины и ее ремонтов. Технология обработки призабойной зоны пласта скважины включает в себя подготовку ствола скважины и ПЗП к обработке, закачку химических составов и очистку пласта. Так как залежи Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского месторождения являются терригенными коллекторами, на них применялись ОПЗ с кислотными составами на основе глиняной и фосфорной кислот.

Согласно данным из приложения В на Ванкорском месторождении нагнетание ПАВ, полимера, щелочи, CO₂ и горячей воды, а также микробиологические методы будут неэффективны в силу геологических особенностей пластов Ванкорского месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе проанализированы теоретические аспекты оценки экономической эффективности. Рассмотрены методические аспекты расчёта прибыли и рентабельности. Подробно рассмотрены технологии повышения нефтеотдачи пластов.

В работе дана характеристика ПАО НК «Роснефть». В Компании наблюдается стабильный рост объёмов добычи по годам, в 2017 году объём добычи нефти составил 281,7 млн тонн, что на 6% больше уровня предыдущего года. Несмотря на истощение «зрелых» месторождений, они продолжают быть крупнейшими источниками нефти, при этом столь высокие уровни добычи нефти при столь высоком уровне выработанности месторождений обеспечиваются различными методами и технологиями повышения нефтеотдачи пластов.

Основными технологиями, применяемыми компанией, являются:

- разработка горизонтальных скважин, вместо вертикальных или наклонных, зарез бокового ствола;
- технологии простого и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП);
- технология многозабойных скважин;
- проводится геомеханическое моделирование;
- геонавигация в режиме реального времени;
- бурение с регулируемым давлением, с закачкой в бурильный инструмент инертного газа (азота);
- эксплуатируется новая установка подготовки нефти (УПН-1).

Стратегическая цель ПАО «НК «Роснефть» в области разведки и добычи на суше – поддержание добычи и максимальное раскрытие потенциала действующих месторождений, рациональная реализация новых проектов для обеспечения устойчивого профиля добычи и максимального коэффициента извлечения углеводородов, а также экономически обоснованная разработка нетрадиционных и сложных коллекторов. Компания планирует эффективный

перевод ресурсов в запасы и последующий ввод в разработку для поддержания добычи в традиционных регионах деятельности, создание новых кластеров нефтегазодобычи на базе месторождений Ванкорской группы, а также Восточной Сибири.

Стратегическими приоритетами компании в области геологоразведки и восполнения запасов являются:

- реализация ГРП для поддержания эффективной добычи и выполнение лицензионных соглашений ;
- повышение качества и объемов подготовленных запасов для реализации стратегических проектов Компании;
- дальнейшая работа по стабилизации добычи на зрелых месторождениях с увеличением бурения и применением новых технологий;
- поддержание продуктивности скважин действующего фонда.

В целях оценки экономической эффективности технологий нефтеотдачи было рассмотрено применение следующих технологий на Ванкорском месторождении:

- сравнение технологий вертикальных и горизонтальных скважин;
- потокоотклоняющие технологии;
- технология плазменно-импульсного воздействия на пласт.

Совокупный эффект от предложенных мероприятий в виде роста чистой прибыли составил 1 374 309 тыс. руб., что привело к изменению скорректированных показателей отчета о финансовых результатах на 2017 год. Расчеты прогнозных показателей рентабельности демонстрируют положительную динамику, что свидетельствует о повышении эффективности хозяйственной деятельности предприятия.

Компания совершенствует технологии повышения эффективности эксплуатации зрелых месторождений, а также продолжает наработки перспективных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов в обустроенных регионах добычи углеводородов в Западной Сибири.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности [Электронный ресурс]: стандарт организации. Красноярск: СФУ, 2014. – Режим доступа: <http://about.sfu-kras.ru/node/8127>
2. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2017 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] : Минфин России – Режим доступа : https://www.minfin.ru/ru/document/?id_4=122395
3. О состоянии рынка нефти в 2017 году [Электронный ресурс] : Федеральная служба государственной статистики – Режим доступа : http://www.gks.ru/bgd/free/B04_03/IssWWW.exe/Stg/d03/39.htm
4. О состоянии рынка нефти в 2016 году [Электронный ресурс] : Федеральная служба государственной статистики – Режим доступа : http://www.gks.ru/bgd/free/b04_03/IssWWW.exe/Stg/d01/38.htm
5. Информация о Социально-экономическом положении России 2017 год [Электронный ресурс] : Федеральная служба государственной статистики – Режим доступа : http://www.gks.ru/free_doc/doc_2017/info/oper-12-2017.pdf
6. Информация о Социально-экономическом положении России 2015 год [Электронный ресурс] : Федеральная служба государственной статистики – Режим доступа : http://www.gks.ru/free_doc/doc_2015/info/oper-12-2015.pdf
7. Статистический сборник ТЭК России – 2016 [Электронный ресурс] : Аналитический центр при правительстве Российской Федерации – Режим доступа : <http://ac.gov.ru/files/publication/a/13691.pdf>
8. Рейтинг самых дорогих публичных российских компаний – 2018 [Электронный ресурс] : РИА Рейтинг – Режим доступа : <http://www.riarating.ru/infografika/20180130/630080911.html>

9. Салымский проект [Электронный ресурс] : Салым Петролиум – Режим доступа : <https://salympetroleum.ru/about/project/>

10. Список нефтяных месторождений России [Электронный ресурс] : Википедия – Режим доступа : https://ru.wikipedia.org/w/index.php?title=Список_нефтяных_месторождений_России&oldid=53031873

11. Самотлорское нефтяное месторождение [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. – Режим доступа : http://neftegaz.ru/tech_library/view/4299-Samotlorskoe-neftyanoje-mestorozhdenie

12. Ромашкинское нефтяное месторождение [Электронный ресурс] // Нефтянка. – Режим доступа : <http://neftianka.ru/romashkino/>

13. Приобское нефтяное месторождение [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. – Режим доступа : http://neftegaz.ru/tech_library/view/4768-Priobskoe-neftyanoje-mestorozhdenie

14. Приобское месторождение [Электронный ресурс] // Нефтяники.РФ. – Режим доступа : http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/priobskoe/6-1-0-19

15. Лянторское месторождение [Электронный ресурс] // Нефтяники.РФ. – Режим доступа : http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/priobskoe/6-1-0-19

16. Федоровское нефтяное месторождение [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. – Режим доступа: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4995-Fedorovskoe-neftyanoje-mestorozhdenie

17. Красноленинская группа месторождений [Электронный ресурс] : Википедия – Режим доступа : https://ru.wikipedia.org/wiki/Красноленинская_группа_месторождений#cite_note-mineraloil08-1

18. Ванкорское месторождение [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. – Режим доступа: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4200-Vankorskoe-mestorozhdenie

19. Добыча нефти в России в 2017 г снизилась на 0,1%, а вот добыча газа выросла почти на 8% [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. – Режим доступа:

<https://neftegaz.ru/news/view/168183-Dobycha-nefti-v-Rossii-v-2017-g-snizilas-na-01-a-vot-dobycha-gaza-vyrosla-pochti-na-8>

20. Россия увеличила добычу нефти на новых месторождениях в 2017 г. на 19% [Электронный ресурс] // ARGUS MEDIA – Режим доступа: <http://www.argus.ru/news/2018/0412-free-cru-ru/>

21. Новые рекорды российской нефтяной отрасли будут достигнуты вне зависимости от итогов переговоров о заморозке [Электронный ресурс] // АКРА – Режим доступа: <https://www.acra-ratings.ru/documents/216>

22. Концепция воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти России до 2030 года [Электронный ресурс] // КиберЛенинка – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/kontseptsiya-voisproizvodstva-mineralno-syrievoiy-bazy-nefti-rossii-do-2030-goda>

23. Основные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Электронный ресурс] // Учебные материалы – Режим доступа: http://works.doklad.ru/view/etWcCRfUk_o/all.html

24. Тепловые методы повышения нефтеотдачи: горение внутри пласта [Электронный ресурс] // Экспоцентр – Режим доступа: <http://www.neftegaz-expo.ru/ru/ui/17026/>

25. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс] // Петрос – Режим доступа: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267#3.2>

26. Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов [Электронный ресурс] // StudFiles – Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/6007343/page:15/>

27. «Роснефть» сегодня [Электронный ресурс] // Роснефть – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/>

28. Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть» за 2016 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2016.pdf

29. ПАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 4 кв. и 12 мес. 2017 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/FY2017_Results_RUS.pdf

30. ПАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 4 кв. и 12 мес. 2016 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/FY2016_Results_27022017_RUS.pdf

31. ОАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 4 кв. и 12 мес. 2015 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_Q4_2015_IFRS_RUS.pdf

32. ОАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 12 мес. 2014 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа : https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/174095/Rosneft_Q4_2014_IFRS_RUS.pdf

33. ОАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 12 мес. 2013 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа : https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/5UQQ4lvXZB.pdf

34. Доказанные запасы "Роснефти" в 2017 г выросли на 6% . [Электронный ресурс] // Прайм Агентство Экономической Информации – Режим доступа: <https://1prime.ru/energy/20180209/828437742.html>

35. Доказанные запасы "Роснефти" по SEC в 2016 г выросли на 3% [Электронный ресурс] // Прайм Агентство Экономической Информации – Режим доступа: <https://www.1prime.ru/INDUSTRY/20170215/827154765.html>

36. Доказанные запасы Роснефти на конец 2015 г. увеличились на 1,3%, до 34,465 млрд барр н.э. [Электронный ресурс] // ТАСС Информационное Агентство России – Режим доступа: <http://tass.ru/tek/2671113>

37. Разведанные мировые запасы газа и нефти неуклонно падают, а в России – растут [Электронный ресурс] // LiveJournal – Режим доступа: <https://alexandr-palkin.livejournal.com/6829669.html>

38. Годовой отчет ПАО «Лукойл» за 2016 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «Лукойл». – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/FileSystem/9/121348.pdf>

39. Годовой отчет ПАО «Газпром Нефть» за 2016 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «Газпром Нефть». – Режим доступа: http://ir.gazprom-neft.ru/fileadmin/user_upload/documents/annual_reports/gpn_ar16_rus.pdf

40. Методическое пособие по проектированию и оценке технико-экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи [Текст]: Учебник / Р.Х. Муслимов. – Казань: Казанский Федеральный Университет, 2010. 144 с.

41. Добыча нефти и газа [Электронный ресурс] // Газпром нефть – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/company/business/exploration-and-production/oil-gas-production/>

42. Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть» за 2017 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2017.pdf

43. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: Учебник / Т.Г. Ксёنز – Ухта: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Ухтинский государственный технический университет, 2008. 168 с.

44. Дмитриевским, А.Н. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи / А.Н. Дмитриевским, Н.Н. Михайловым [Текст] // Специализированный журнал Бурение и Нефть. – 2011. – февраль.

45. Классификация запасов нефти [Электронный ресурс] // Мир нефти. – Режим доступа: <http://www.mirnefti.ru/index.php?id=255>

46. Запасы нефти и газа. Классификация [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. – Режим доступа: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4547-Zapasy-nefti-i-gaza.-Klassifikatsiya

47. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс] // Группа компаний «Петрос». – Режим доступа: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267>

48. Кнухова, М.З. Пути снижения себестоимости на предприятиях нефтегазовой отрасли [Текст] / М.З. Кнухова // Современный бухгалтер. – 2008. №2.

49. Экономика предприятий (организаций) нефтяной и газовой промышленности [Текст]: Учебник / В.Ф. Дунаев, В.А. Шпаков, Н.П. Епифанова, В.Н. Лындин и др., Под ред. В.Ф. Дунаева. – Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2015. 330 с.

50. Техничко-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: Учебник / Э.А. Крайнова, Г.Б. Лоповок. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 264 с.

51. Оптимизация бурения горизонтальных скважин [Электронный ресурс] // Деловой портал «Управление производством». – Режим доступа : http://www.up-pro.ru/library/production_management/optimization/burenie-skvazhin.html.

52. Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642.

53. Снижение обводненности скважин с помощью потокоотклоняющих технологий на примере ванкорского месторождения [Электронный ресурс] // Международный научно-исследовательский журнал – Режим доступа: <https://research-journal.org/technical/snizhenie-obvodnennosti-skvazhin-s-pomoshhyu-potokootklonyayushhix-texnologij-na-primere-vankorskogo-mestorozhdeniya/>

54. Крайнова Э.А., Лоповок Г.Б. Техничко-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности: учебник. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2012. – 264 с.

55. Донцова, Л. В. Анализ финансовой отчетности: учебник / Л. В. Донцова, Н. А. Никифорова. – 2-е изд.. – Москва, 2004. – 336 с.
56. Себестоимость добычи нефти [Электронный ресурс]: аналитический центр группы Малина. – Режим доступа: <http://malina-group.com/>
57. Бакаев, М. И. Теория анализа хозяйственной деятельности / М. И. Бакаев, А. Д. Шеремет. – Москва: Финансы и статистика, 2011. - 310 с.
58. Любушин, Н.П. Анализ методов и моделей оценки финансовой устойчивости организаций / Н.П. Любушин, Н.Э. Бабичева, А.И. Галушкина, Л.В. Козлова // Экономический анализ: теория и практика. – 2010. - № 1 (166). – 256 с.
59. Иванов, И. Н. Экономика промышленного предприятия: учебник / И. Н. Иванов. - Москва: Инфра-М, 2011. - 393 с.
60. ОАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс]: отчет об устойчивом развитии компании. - Режим доступа : http://www.rosneft.ru/attach/0/11/99/passport_pinr_2017.pdf
61. Кириченко, О. С. Налогообложение в нефтегазовом комплексе: учеб. для вузов / О. С. Кириченко, Л. В. Колядов, ТВ. Кириченко. – Москва: РГБУ им. Губкина, 2016 – 328 с.
62. Налоговый кодекс Российской Федерации. В 2 ч. Ч 2 [Электронный ресурс] : федер. закон от 05.08.2000 года № 117-ФЗ ред. от 23.04.2018. // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/.](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/)
63. Филимонова И. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе / И.Филимонова, Л.Едерь, И.Проворная // Бурение и нефть. – Москва, 2016. – №12.
64. Анализ итоговых показателей предприятия [Электронный ресурс] // Экономика и управление на предприятиях: научно-образовательный портал. – Режим доступа: <http://eur.ru/Documents/2006-07-27/44152-4.asp>.
65. Рентабельность продаж (ROS) [Электронный ресурс] // Финансово-инвестиционный блог. – Режим доступа: <http://finzz.ru/rentabelnost-prodazh-ros-formula-primere.html>.

66. Скляренко В.К. Методы планирования прибыли предприятия / В.К.Скляренко // Справочник экономиста – профессиональное издательство. – Москва, 2005. – №2.

67. Методы планирования прибыли [Электронный ресурс] : Конспекты лекций // Финансы предприятий #2.– Режим доступа: https://zubolom.ru/lectures/fin_org2/10.shtml.

68. Себестоимость продукции: понятие, состав и структура [Электронный ресурс] // Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М.Губкина. – Режим доступа: <http://ven995.narod.ru/gos/31.htm>.

69. Ванкорский нефтяной кластер в Красноярском крае будет добывать около 22 млн т нефти в год [Электронный ресурс] // ТАСС. – Режим доступа: <http://tass.ru/sibir-news/4193357>.

70. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) [Электронный ресурс] // Деловой Журнал Neftegaz.RU. – Режим доступа: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta-GRP

71. Обводненность - скважина [Электронный ресурс] // Большая Энциклопедия Нефти и Газа. – Режим доступа: www.ngpedia.ru/id190289p1.html

72. Нефтегазовая микроэнциклопедия [Электронный ресурс] // Академик. – Режим доступа: http://neft.academic.ru/260/Обводненность_продукции_с..

73. Россия сократит инвестиции в геологоразведку на 4-5% [Электронный ресурс] // Вести Экономика. – Режим доступа: <http://www.vestifinance.ru/articles/73798>

74. Нефтяные месторождения России постепенно истощаются [Электронный ресурс] // Финансовые новости, статистика и независимая аналитика. – Режим доступа: https://investbrothers.ru/2017/01/31/neftjanie_mestorogdenija_rossii_postepenno_istoshautsja/

75. Соколов, М.М. Экономический портрет нефтегазодобывающих компаний России [Текст] / М.М. Соколов // Москва: Институт экономики РАН, 2015. – 34 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Отчёт о финансовых результатах за 2017 год

Отчет о финансовых результатах за 2017 год			Коды		
	Форма по ОКУД		0710002		
	Дата (число, месяц, год)		31	12	2017
Организация	ПАО "НК "Роснефть"	по ОКПО	00044428		
Идентификационный номер налогоплательщика		ИНН	7706107510		
Вид экономической деятельности	Промышленность	по ОКВЭД	06.10.1 06.20 19.20 46.90 49.50.11 52.29 70.22		
Организационно-правовая форма / форма собственности	Публичное акционерное общество	по ОКОПФ/ОКФС	1 22 47	41	
Единица измерения	тыс. руб.	по ОКЕИ	384		

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	За январь-декабрь	
			2017 г.	2016 г.
3,20,26	Выручка	2110	4 892 934 388	4 318 055 268
20	Себестоимость продаж	2120	(3 459 587 329)	(2 846 770 153)
20	Расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти и газа	2130	(14 149 489)	(27 496 713)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	1 419 197 570	1 443 788 402
20	Коммерческие расходы	2210	(990 299 266)	(955 153 203)
20	Общехозяйственные и административные расходы	2220	(68 941 225)	(66 238 766)
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	359 957 079	422 396 433
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
20	Проценты к получению	2320	179 953 353	165 880 088
16,20	Проценты к уплате	2330	(396 184 404)	(358 112 121)
20	Доходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	2333	23 560 680	6 447 809
20	Расходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	2334	-	(448)
17,20	Прочие доходы	2340	329 387 442	271 739 796
3,13,17,20	Прочие расходы	2350	(413 567 272)	(423 972 094)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	83 106 878	84 379 463
	Текущий налог на прибыль	2410	12 272 616	45 706 344
21	в т.ч. постоянные налоговые активы (обязательства)	2421	44 356 090	97 160
21	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(12 157 171)	(9 254 826)
21	Изменение отложенных налоговых активов	2450	26 810 000	(51 961 739)
	Прочее	2460	28 936 657	30 366 972
	Налог на прибыль прошлых лет	2461	(1 338 586)	(667 626)
	Налог на вмененный доход	2464	-	-
	Перераспределение налога на прибыль внутри КГН	2465	1 209 389	65 610
13	Налоговый эффект результатов прочих операций, не включаемых в чистую прибыль (убыток) периода	2466	29 065 854	30 968 988
22	Чистая прибыль (убыток)	2400	138 968 980	99 236 214