

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫСЛОВОМ ОБЪЕКТЕ.....	5
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА (ГОРИЗОНТОВ), СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ.....	7
3 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА (ОБЪЕКТОВ), АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН.....	20
4 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ	26
5 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОПЗ НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ.....	30
6 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОПЗ НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ	32
7 ПРИЧИНЫ РЕМОНТОВ СКВАЖИН НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ	35
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	37
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	39

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время проблема рационального контроля показателей разработки стоит очень остро, что связано с падением уровня добычи нефти вследствие ухудшения структуры извлекаемых запасов. Суммарная доля трудноизвлекаемых запасов в глинистых высоко- и малопродуктивных коллекторах на ряде площадей и залежей, разрабатываемых АО «Татнефть», существенно возросла.

Для точного прогнозирования объемов добычи нефти из разрабатываемых горизонтов кроме ужесточения требований к применяемому оборудованию и качеству закачиваемой воды, а также проведения мероприятий по увеличению продуктивности скважин невозможно обойтись и без применения научно обоснованной, испытанной методики проведения прогнозных расчетов показателей добычи. Также необходимо учитывать особенности взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин и режимы их работы, разрабатывать новые требования к системе сбора и подготовки нефти и газа и технологии, позволяющие эффективно эксплуатировать скважины малodeбитного фонда. Такой комплексный подход к решению проблемы прогнозирования разработки тем более необходим в связи с тем, что для эффективной работы предприятий нефтегазодобывающей промышленности необходимо правильное и своевременное реагирование на изменение технологических показателей.

Цели практики: описать общие сведения о промысловом объекте, дать характеристику геологического строения, коллекторских свойств пластов продуктивного горизонта (горизонтов), состав и физико-химические свойства флюидов, технологических показателей текущего состояния разработки объекта (объектов), анализ выработки пластов, характеристику фонда скважин, анализ применения методов увеличения нефтеизвлечения на рассматриваемом объекте, анализ применения методов ОПЗ на нагнетательном фонде скважин рассматриваемого объекта.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫСЛОВОМ ОБЪЕКТЕ

Ташлиярская площадь является одной из 21 площадей Ромашкинского нефтяного месторождения, которые выделены в самостоятельный объект разработки. Промышленный приток нефти впервые был получен в 1952 г. Промышленная разработка площади ведется с 1965 года.

Продуктивными на площади являются пласт D_0 кыновского горизонта и пласты $D_1 - а$, $D_1 - б1$, $D_1 - б2$, $D_1 - б3$, $D_1 - в$ и $D_1 - гд$ пашийского горизонта.

Недропользователем Ромашкинского месторождения, в состав которого входит Ташлиярская площадь, является ОАО «Татнефть». Разработку площади ведет НГДУ «Джалильнефть».

По состоянию на 01.01.2009 г. по площади отобрано 112616 тыс. т нефти, в том числе из пласта D_0 кыновского - 3255 тыс. т, из пластов пашийского горизонта - 109361 тыс. т. [1]

Ташлиярская площадь расположена в северной части Ромашкинского месторождения.

Среднегодовую добычу нефти в 7,87 млн.т. предусматривалось обеспечить при поддержании забойного давления в нагнетательных скважинах 27 МПа., эксплуатационных 6 МПа. По мере разбуривания и ввода площади в промышленную разработку, изменилось первоначальное представление о геологическом строении и размерах площади. Уменьшилась площадь нефтеносности горизонта D_1 и средняя нефтенасыщенная мощность коллектора. Как следствие уменьшились извлекаемые запасы нефти. Проектные показатели работы оказались завышенными.

Интенсивная разработка Ташлиярской площади и соседних с ней площадей привела к созданию в этом районе инфраструктуры, обеспечивающей развитие нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и строительномонтажной индустрии. Именно этими сферами, а также сельскохозяйственным производством обусловлена занятость основной части населения района

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА (ГОРИЗОНТОВ), СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ

В процессе разработки площадей Ромашкинского месторождения осуществлялось комплексное изучение стратиграфической, литолого-петрографической и коллекторской характеристики разреза осадочной толщи по результатам которых было установлено, что она представлена палеозойскими отложениями, залегающими на гранитогнейсовых породах кристаллического фундамента и достигающими мощности 1800-2000 м. В разрезе палеозоя на территории Ташлиярской площади выделяются отложения девонской, каменноугольной, пермской, третичной и четвертичной систем, сложенных как карбонатными, так и терригенными породами. [2]

В составе девонских отложений выделяются эйфельский и живетский ярусы среднего девона и франкский и фаменский ярусы верхнего девона. Среднедевонские отложения представлены переслаиванием песчано-алевролитовых пачек и пластов с примесью гравийного материала. В бийском горизонте эйфельского яруса выделяется пласт D_v , в воробьевских, ардатовских и муллинских горизонтах живетского яруса выделяются, соответственно, пласты D_{IV} , D_{III} и D_{II} . Толщина отложений среднего девона изменяется от 40 до 90 м и более. Верхнедевонские отложения представлены терригенными породами лишь в пределах пашийского и кыновского горизонтов нижнефранского подъяруса, общая толщина которых может достигать 80 м. Отложения пашийского (в промысловой индексации – горизонт D_1) и кыновского (пласт D_0) развиты в пределах площади повсеместно и представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с глинистыми алевролитами и аргиллитами. Эти горизонты являются основным эксплуатационным объектом площади и поэтому по ним в работе представлена более детальная характеристика геологического их строения.

В тектоническом отношении площадь приурочена к северному крылу Южного купола Татарского свода, являясь частью крупной Ромашкинской структуры сводового типа, в основном, с пологими углами падения пластов. В целом структурный план терригенных отложений девона повторяет формы кристаллического фундамента и по ним отмечается общее понижение поверхности на север. В то же время более крутое падение крыльев наблюдается в восточном направлении в сторону прогиба, разделяющего Ташлиярскую и Северо- Азнакаевскую площади.

В составе нижнефранского подъяруса выделены пашийский и кыновский горизонты. [3]

Пашийский горизонт (по промысловой индексации – Д₁) Ташлиярской площади, как и на всем Ромашкинском месторождении, сложен кварцевыми мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами со стяжениями сидерита.

Для выделения в разрезе отложений пашийского горизонта используется ряд реперов: в кровле - верхний известняк, в подошве – глины. Кроме того, в качестве вспомогательного для корреляции верхне – и нижнепашийских отложений служит репер аргиллит, представленный хорошо выдержанной по простиранию пачкой темно-серых тонкослоистых аргиллитов над пластом “б”.

Пласт Д₀ Ташлиярской площади развит лишь в юго-западной части. Он вскрыт в 890 скважинах, из которых в 173 является нефтенасыщенным коллектором. Нефтенасыщенные коллекторы замещаются плотными породами к востоку и северо-востоку. Высота залежи 36,7 м. Средняя глубина залегания отложений кыновского горизонта составляет 1687 м. Залежь нефти пласта Д₀ литологически экранированная. Слияния пласта Д₀ с нижележащими пластами пашийского горизонта не выявлено. Площадь продуктивного коллектора занимает 3849,2 га. Высокопродуктивные глинистые коллекторы занимают в пласте 36,4 % площади нефтеносности, высокопродуктивные несколько меньше – 46,8 %, остальную площадь

занимают малопродуктивные коллекторы – 16,8 %. [4]

Продуктивные отложения кыновского горизонта представлены, в основном, одним двумя прослоями. Общая толщина отложений по площади месторождения в среднем составляет 23,8 м, в том числе нефтенасыщенная 2,5 м, водонасыщенная – 1,2 м. При этом средняя эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов равна 2,4 м, изменяясь от 0,8 м до 6,8 м. О степени неоднородности пашийско-кыновских отложений свидетельствуют данные таблицы 2.1. Так коэффициент песчаности в разрезе кыновского горизонта по продуктивным пластам составляет 0,125 доли единиц, а коэффициент расчлененности – 1,104 доли единиц. В то же время по пашийским отложениям коэффициент песчаности равен 0,553 доли ед., а коэффициент расчлененности 4,1 доли ед., т. е. в каждой скважине вскрывались от 4 и более пластов. Величины этих коэффициентов в целом по эксплуатационному объекту равны, соответственно, 0,417 доли ед. и 4,3 доли ед.

Таблица 2.1 - Статистические показатели характеристики неоднородности по горизонту в целом / по продуктивным пластам

Горизонт	Кол-во скважин исп-е для определ.	Коэффициент песчан.		Кол-во скважин исп. для определ.	Коэффициент расчлен.	
		Среднее значение	Коэффиц. вариации, доли ед.		Среднее значение	Коэффиц. вариации доли ед.
Кыновский	173/173	0,175/0,125	0,135/0,35	173/173	1,104/1,104	0,277/0,277
Пашийский	610/431	0,553/0,430	0,269/0,393	610/431	4,131/2,397	0,363/0,371
Итого по объекту	610/473	0,417/0,401	0,318/0,430	610/473	4,293/2,476	0,35/0,393

В пределах пашийского горизонта выделяется шесть зональных интервалов Д_{1а}, Д_{1б1}, Д_{1б2}, Д_{1гд}, Д_{1в} и Д_{1гд}. Покрышкой залежи пашийского горизонта служит хорошо выдержанная глинисто-карбонатная толща кыновского горизонта толщиной до 15 м, в составе которого выделяется пачка “верхнего известняка”. Пашийские отложения представляют собой

переслаивание песчано – алевролитов глинистых пород. Общая толщина горизонта изменяется от 23,0 м до 39,6 м.

Пласт “а” имеет площадное распространение и представлен, преимущественно, продуктивной группой пород. Коллекторы пласта вскрыты 864 скважинами, из которых в 806 вскрыт нефтенасыщенный коллектор, а в 56 – водонасыщенный. Единичные скважины вскрыли зоны замещения коллекторов. В целом пласт “а” является наиболее выдержанным по простиранию и мощности. В этом пласте содержится большая часть извлекаемых запасов нефти (95%) и его можно отнести к категории базисных пластов по Ташлиярской площади.

Площадь продуктивного коллектора занимает 27002,8 га, из них высокопродуктивными коллекторами занято 80,4 % от площади распространения пласта, высокопродуктивные глинистые коллекторы занимают 9,0 % и малопродуктивные – 10,6 %. Общая толщина пласта изменяется от 1,0 до 14,8 м. Средняя эффективная толщина равна 5,7 м, в том числе нефтенасыщенная 5,0 м, водонасыщенная – 3,4 м. Продуктивный пласт “а” представлен одним-тремя нефтенасыщенными пропластками. Коэффициент расчлененности по продуктивным пластам в целом по пашийскому горизонту равен 2,4 доли ед., коэффициент песчаности 0,430 доли ед. Коэффициент вскрытия коллекторов равен 0,998, то есть лишь в 0,2 % скважин зональный интервал пласта замещен неколлекторами (таблица 2.2).

Таблица 2.2- Характеристика зональной неоднородности

Пласты	Вероятность вскрытия коллектора, %	Коэффициент выдержанности, д. ед	Коэффициент сложности, д. ед
Д ₀	0,131	0,852	3,885
а	0,998	0,997	1,873
б ₁	0,562	0,606	12,193
б ₂	0,508	0,543	13,179
б ₃	0,795	0,810	7,511
в	0,740	0,768	8,121
Г _д	0,476	0,546	12,169

Пласт “б₁” на площади вскрыт 864 скважинами, в 148 из них пласт является нефтенасыщенным коллектором и в 318 водонасыщенным. Площадь продуктивных коллекторов занимает 4421,2 га. Высокопродуктивными коллекторами занято 54,5 % распространения пласта, высокопродуктивными глинистыми и малопродуктивными коллекторами поровну – 23,0 % и 22,5 %.

Толщина пласта “б₁” по площади месторождения в среднем составляет 2,8 м, в том числе нефтенасыщенная 2,7 м, водонасыщенная – 2,5 м. При этом эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов составляет 2,6 м, изменяясь от 0,6 м до 6,0 м, водонасыщенная – 2,4 м. Доля вскрытия коллекторов в общей толще разреза пласта “б₁” составила 0,562 доли ед. (таблица 2.2).

Пласт “б₂” на площади вскрыт 794 скважинами, в 37 из них вскрыт нефтенасыщенный коллектор, в 373 – водонасыщенный коллектор и 384 – неколлектор. Высокопродуктивными коллекторами занято 43,7 % распространения коллектора, высокопродуктивными глинистыми коллекторами – 33,4 % и малопродуктивными – 22,9 %. Площадь продуктивных коллекторов занимает 1056,9 га. Пласт “б₂” также находится в слиянии с вышележащим и нижележащим пластами. Коэффициент связанности с верхним пластом составляет 0,186 доли ед., с нижним – 0,188 доли ед.

Толщина пласта “б₂” изменяется от 0,6 м до 9,1 м и в среднем по площади равна 2,5 м. Средняя эффективная толщина меняется от 0,6 м до 9,1 м и в среднем составляет 2,4 м, в том числе эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составила 1,7 м, средняя водонасыщенная – 2,4 м. Доля коллектора в общей толще отложений составляет 0,508 доли ед. (таблица 2.2).

Пласт “б₃” на площади вскрыт 754 скважинами, в 12 из них вскрыт нефтенасыщенный коллектор, в 581 – водонасыщенный коллектор и 161 – неколлектор. Высокопродуктивными коллекторами занято 31,0 % распространения коллектора, высокопродуктивными глинистыми коллекторами – 20,3 % и малопродуктивными – 48,7 %. Площадь продуктивных коллекторов занимает 281,2 га. Пласт “б₃” также находится в слиянии с вышележащим и нижележащим пластами. Коэффициент связанности с пластом “б₂” составляет 0,120 доли ед. С нижним пластом гидродинамическая связь хуже, коэффициент связанности с верхним пластом составляет 0,120 доли ед. с нижним пластом всего 0,022 доли ед. [5]

Толщина пласта “б₃” изменяется от 0,6 м до 16,6 м, а в среднем составляет – 2,8 м. Эффективная толщина в среднем равна 2,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 до 3,4 м и в среднем равна 1,5 м, водонасыщенная толщина в среднем составила – 2,7 м. Доля коллектора пласта “б₃” в общей толще разреза составила 0,795 доли ед. (таблица 2.2).

Пласт “в” на площади вскрыт 702 скважинами, в 11 из них пласт является нефтенасыщенным коллектором, в 500 – водонасыщенным и в 191 неколлектор

Площадь продуктивных коллекторов занимает 312,8 га (1,1 %). Высокопродуктивными коллекторами занято 78,1 % распространения пласта, высокопродуктивными глинистыми 6,8 % и малопродуктивными коллекторами – 15,1 %. [6]

Толщина пласта “в” изменяется от 0,6 м до 17,8 м, а в среднем составляет – 3,1 м. Эффективная толщина в среднем равна 2,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,6 до 5,2 м и в среднем равна 2,5 м, водонасыщенная толщина в среднем составила – 2,2 м. Доля коллектора пласта “в” в общей толще разреза составила 0,740

доли ед. (таблица 2.2).

Пласт “Г_д” вскрыт 610 скважинами, из которых лишь в одной пласт является нефтенасыщенным, в 318 – водонасыщенным и в 291 неколлектор. Площадь продуктивных коллекторов занимает всего 28,1 га. Запасы нефти этого пласта объединены с запасами пласта “в” и составляют 0,03 % от общих геологических запасов пласта Д₁.

Толщина пласта “Г_д” в среднем равна 7,3 м, изменяясь от 0,8 м до 35,4 м. Средняя эффективная толщина меняется от 0,8 м до 23,2 м и в среднем составляет 6,2 м, в том числе эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составила 5,0 м, средняя водонасыщенная – 6,1 м. Доля коллектора в общей толще отложений составляет 0,476 доли ед. (таблица 2.2).

Таким образом, общая толщина пласта изменяется от 1,0 до 14,8 м. Средняя эффективная толщина равна 5,7 м, в том числе нефтенасыщенная 5,0 м, водонасыщенная – 3,4 м. Продуктивный пласт “а” представлен одним-тремя нефтенасыщенными пропластками. Коэффициент расчлененности по продуктивным пластам в целом по пашийскому горизонту равен 2,4 доли ед., коэффициент песчаности 0,430 доли ед. Коэффициент вскрытия коллекторов равен 0,998, то есть лишь в 0,2 % скважин зональный интервал пласта замещен неколлекторами.

Ташлиярская площадь является краевой площадью северной части Ромашкинского нефтяного месторождения. Продуктивными на площади являются пласт Д₀ кыновского горизонта и пласты а, б₁, б₂, б₃, в и -Г_д пашийского горизонта.

Для создания геологической и гидродинамической моделей, а также для проведения анализа выработки запасов по пластам и группам коллекторов на Ташлиярской площади было проведено уточнение геологического строения, сформирована база ГГДМ, по форме и содержанию удовлетворяющая требованиям программных комплексов фирмы Лэндмарк и Лазурит. [7]

В процессе работы была уточнена индексация каждого вскрытого

пропластка во всех без исключения пробуренных на площади скважинах. В разрезе пашийского горизонта (29,8 км²), площадь продуктивного коллектора занимает 27,03 км².

Высокопродуктивные коллекторы занимают 94,4% площади нефтеносности пласта а, 5,6%- высокопродуктивные глинистые и малопродуктивные.

Пласт а имеет слияние с нижележащим пластом на площади 4,33 км², при этом коэффициент связанности составляет 0,145.

ВНЗ занимает 29,8% продуктивной площади пласта. Наличие зон слияния довольно обширной ВНЗ оказывают значительное влияние на процесс разработки как пласта а, так и нижележащих пластов.

Таблица 2.3 - Параметры пластов по группам коллекторов

Параметры пласта б3	1	(1)	2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,4	2,1	1,5
Средняя водонасыщенная толщина, м	3,3	2,0	2,8
Средневзвешанная пористость, доли ед.	0,210	0,199	0,153
Средневзвешанная проницаемость, мкм ²	0,668	0,384	0,062
Средневзвешанная нефтенасыщенность, доли ед.	0,844	0,771	0,680
Площадь нефтеносности, км ²	2,55	3,12	2,69
Коэффициент выдержанности пласта, д. едениц	0,999		
Параметры пласта б2	1	(1)	2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1,9	1,4	1,4
Средняя водонасыщенная толщина, м	2,3	1,4	1,6
Средневзвешанная пористость, доли ед.	0,21 6	0,19	0,169
Средневзвешанная проницаемость, мкм ²	0,67 1	0,192	0,063
Средневзвешанная нефтенасыщенность, д. ед.	0,77 1	0,746	0,636
Площадь нефтеносности, км ²	0,65	0,27	0,13
Коэффициент выдержанности пласта, д. ед.	0,522		
Параметры пласта б3	1	(1)	2

Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1,3	2,2	1,1
Средняя водонасыщенная толщина, м	3,1	2,0	2,2
Средневзвешанная пористость, доли ед.	0,217	0,199	0,161
Средневзвешанная проницаемость, мкм ²	0,442	0,214	0,048

Продолжение таблицы 2.3

Средневзвешанная нефтенасыщенность, доли ед.	0,780	0,690	0,616
Площадь нефтеносности, км ²	0,27	0,08	0,14
Коэффициент выдержанности пласта, доли ед.	0,843		
Параметры пласта гд	1	(1)	2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,5	0	0
Средняя водонасыщенная толщина, м	5,1	2,8	2,3
Средневзвешанная пористость, доли ед.	0,187	-	-
Средневзвешанная проницаемость, мкм ²	0,143	0	0
Средневзвешанная нефтенасыщенность, доли ед.	0,708	0	0
Площадь нефтеносности, км ²	0,079	0	0
Коэффициент выдержанности пласта, доли ед.	0,968		

Пласт б₁ (таблица 2.3) вскрыт 810 пробуренными на площади скважинами, в 169 из них пласт является нефтенасыщенным коллектором, в 334- водонасыщенным коллектором и в 307- неколлектором. Общая площадь распространения коллектора пласта составляет 18,64 км², площадь продуктивных коллекторов- 5,46 км².

Пласт б₃ (таблица 2.3) имеет зону слияния с вышележащим пластом на площади 3,87 км², при этом коэффициент связанности равен 0,160. С нижележащим пластом связь хуже, площадь слияния с ним составляет 0,91 км², разработки необходимо иметь сведения о строении всего объекта, независимо от флюидосодержания коллекторов.

Пласт г_д (таблица 2.3) вскрыт 636 скважинами, в 3 из которых

коллектор пласта нефтенасыщен, в 613 – водонасыщен и в 20 - неколлектор.

Площадь распространения коллекторов равна 28,85 км², площадь продуктивного коллектора- 0,08 км², и при том вся эта площадь - ВНЗ. Пласт имеет слияние с вышележащим пластом на площади 2,33 км², коэффициент связанности равен 0,081.

Таким образом, продуктивные зоны Ташлиярской площади являются достаточно высокоёмкими и высокопроницаемыми.

Продуктивные на площади являются пласт Д₀ кыновского горизонта, и пласты а, б₁, б₂, б₃, в и г_д пашийского горизонта, которые представлены песчаником и алевролитом.

Высокопродуктивные коллекторы занимают 94,4% площади нефтеносности пласта а, 5,6%- высокопродуктивные глинистые и малопродуктивные.

Исследование физико-химических свойств нефтей в пластовых и поверхностных условиях проводилось по пластовым пробам в ТатНИПИнефть и в аналитической лаборатории ТГРУ. Пробы отбирались глубинными пробоотборниками типа ВПП-300 и исследовались на установках УИПН-2 и АСМ- 300 по общепринятой методике. Вязкость нефти определялась вискозиметром ВВДУ (вискозиметр высокого давления универсальный) и капиллярным типа ВПЖ. Плотность сепарированной нефти определялась пикнометрическим способом. Состав нефти и газа после однократного разгазирования пластовой пробы нефти анализировался на хроматографах типа «Кристалл-2000М».

Всего по Ташлиярской площади было проанализировано 48 пластовых и 48 поверхностных проб. При анализе использовались также данные лабораторных исследований ТГРУ.

По горизонтам пластовые и поверхностные пробы распределились следующим образом.

Таблица 2.4 – Пластовые и поверхностные пробы по горизонтам

Ярус или горизонт	Количество проб	
	Пластовых	Поверхностных
Кыновский	24	24
Пашийский	24	24

Исследование свойств нефти кыновского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из 8 скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов 24 проб, следующие: давление насыщения – 6,52 МПа, газосодержание 55,29 м³/т, объемный коэффициент 1,1478, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 6,09 мПа*с. Плотность пластовой нефти – 811,6 кг/м³, сепарированной – 870,3 кг/м³. По данным анализов поверхностных проб нефть кыновского горизонта относится к группе средних нефтей. По содержанию серы – 1,8 % массовых нефть является сернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20 °С составляет 25,7 мм²/с.

Исходя, из вышесказанного можно сделать вывод, что нефть на Ташлиярской площади маловязкая, легкая, парафиновая. Исследование свойств нефти пашийского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из 8 скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов 24 проб, следующие: давление насыщения – 6,74 МПа, газосодержание 53,14 м³/т, объемный коэффициент 1,1595, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 4,52 мПа*с. Плотность пластовой нефти – 811,6 кг/м³, сепарированной – 876,0 кг/м³. По данным анализов поверхностных проб нефть кыновского горизонта относится к группе средних нефтей. По массовому содержанию серы – 2,1 %, нефть является высокосернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20 °С составляет 32,9 мм²/с.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА (ОБЪЕКТОВ), АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН

Весь период разработки площади подразделяется на 4 стадии.

Первая стадия (1965-1973гг) – стадия освоения площади, характеризуется непрерывным увеличением уровня добычи нефти и жидкости, т.к. в этот период площадь разбуривается и осваивается система поддержания пластового давления. Добыча нефти за первую стадию составила 28,3% от начальных извлекаемых запасов нефти, обводнёность продукции – 20,8%.

Вторая стадия (1974-1977гг) – характеризуется относительно стабильной высокой добычей нефти и нарастанием обводнённости продукции за счёт дальнейшего разбуривания эксплуатационного объекта и усиления системы заводнения платов. Ко второй стадии относится период, в течении которого уровень добычи нефти отмечается от максимального годового отбора не более чем на 5%. Продолжительность второй стадии составила 4 года. Максимальная добыча нефти была достигнута в 1976году и составила 7,488 млн.т. (6,3% от НИЗ). За первый и второй стадии, т.е. до начала падения добычи нефти отобрано 52,4% НИЗ. Обводнёность к концу 2 стадии составила 37,5%. [7]

Третья стадия (1978-1984гг) – значительное снижение добычи нефти, характеризуется высокой обводнёностью продукции, снижением добычи нефти, выбытием части скважин из действующего фонда. Третья стадия длилась 7 лет. В этот период вводились в разработку запасы, неохваченные основным фондом. Среднегодовое падение добычи нефти составило 17%, обводнёность продукции в 1984 году – 78,8%. [8]

Пробуренный фонд нагнетательных скважин составляет 240, из них под закачкой воды находятся 197 скважин, в т.ч. 41 скважина переведена под

закачку из добывающих. Отношение действующих добывающих скважин к нагнетательным, находящимся под закачкой равно 19.

Основная часть скважин (82) ликвидированы как выполнившие своё назначение, т.е. были ликвидированы после эксплуатации в связи с достижением предельной обводнённости. Расположены они, как правило, в первых добывающих рядах от нагнетательных. В среднем на одну добывающую скважину накопленная добыча нефти составляет 117тыс.т., жидкости – 180тыс.т., в год отключения дебит нефти скважин составлял менее 1 т/сут, а обводнёность более 95%. Средний срок эксплуатации – 11 лет. [11]

19 скважин ликвидированы, по техническим причинам – с негерметичными эксплуатационными колоннами, с оставленными на забое скважин металлом и т.д. Накопленная добыча нефти по ним составила 1,6 млн.т., в среднем 100 тыс.т. на 1 скважину.

12 скважин ликвидированы по геологическим причинам, из-за отсутствия коллектора. [9]

Скважин, переведённых после обработки продуктивных пластов горизонтов Д0 и Д1 на верхние горизонты, на площади 82. Сроки эксплуатации различны: от 1 года до 30 лет, средний срок службы до перевода 11,6 лет. Всего с начала разработки этой категории отобрано 11,7 млн.т. нефти, в среднем 169 тыс.т. на скважину. Отключение скважин из эксплуатации проводилось в основном при обводнёности более 95%, менее 1т/сут. В среднем на одну скважину этой категории добыто 152,5 тыс.т. нефти и 304,7 тыс.т. жидкости. Начиная с 1988 года, на площади ведётся бурение скважин дублёров.

Основная причина бурения дублёров – замена непригодных потехническому состоянию эксплуатационных скважин (в основном это коррозия эксплуатационных колонн). Причиной высокой скорости коррозионного разрушения обсадных колонн является агрессивность пластовых вод разреза. Ремонтные работы по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн очень трудоёмки и требуют

значительных материальных затрат. При этом следует учитывать, что отремонтированная скважина полностью не восстанавливает первоначальное техническое состояние. На Ташлиярской площади пробурены большая часть скважин-дублёров для создания поперечных линий нагнетания.

Таким образом, Ташлиярская площадь находится на четвертой стадии разработки, для которой характерны низкие темпы добычи нефти, и высокая обводненность продукции.

Наибольшее количество нефти было отобрано по пластам пашийского горизонта - 71,8 %. Установлено, что наибольшая доля приходится на высокопродуктивные коллекторы - 88,2 %, в то время как на высокопродуктивные глинистые - 9,4 %, а на малопродуктивные лишь 2,4 %. Аналогичный характер соотношений отборов между группами коллекторов прослеживается и по отдельным пластам. Различия отмечаются и в количестве отобранной нефти по зонам. Так, по нефтяной зоне отобрано 73,4 %, по водонефтяной зоне 26,6 % от общего количества.

Была установлена величина остаточных извлекаемых запасов, которая составила 10,026 млн. т. В целом наибольшая доля их сосредоточена в высокопродуктивных коллекторах - 65,5 %, а в высокопродуктивных глинистых и малопродуктивных коллекторах, соответственно, 22,4 % и 12,1 %. По пластам они распределены неравномерно. Наибольшее количество остаточных извлекаемых запасов (около 3 млн. т) сосредоточено в пластах «Д₀» (34,3 % от общего количества) и «б₂₊₃» (24,7 %), а наименьшее по пласту «Г» (0,382 млн. т - 3,8 %). Содержание их по другим пластам изменяется от 1,2 до 1,5 млн. т. Также неравномерно распределены остаточные запасы и по группам коллекторов в пределах отдельных пластов. По наибольшему их содержанию в высокопродуктивных коллекторах выделяются пласты «Д₀» (72,5 %), «В» (85,6%) и «Г» (92,9 %).

Около 20,0 % от остаточных запасов сосредоточено в

малопродуктивных коллекторах пластов «а» и «б₁». Более 25,0 % от остаточных запасов в целом по объекту сосредоточено в высокопродуктивных глинистых коллекторах пластов «а» (35,4 %), «б₁» (28,1 %) и «б₂₊₃» (27,9 %).

Величина начальных извлекаемых запасов в высокопродуктивных коллекторах в начале разработки составляла 92,802 млн. т (86,1 % от общих), в высокопродуктивных глинистых - 11,391 млн. т (10,6 %) и в малопродуктивных

- 3,531 млн. т (3,3 %), на дату анализа они оказались равными, соответственно, 6,566 млн. т (65,5 %), 2,243 млн. т (22,4 %) и 1,217 млн. т (12,1 %). Таким образом, доля запасов высокопродуктивных коллекторов уменьшилась почти на 50,0 %, а высокопродуктивных глинистых и малопродуктивных коллекторов увеличилась, соответственно, в два и 3,5 раза. Эта тенденция сохраняется и по отдельным пластам. Произошло уменьшение запасов по пластам «б₂₊₃», «в»,

«г» и в целом по отложениям пашийского горизонта. В то же время увеличилась доля запасов по пластам «Д₀», «а» и «б₁». Соотношение запасов по нефтяной и водонефтяной (соответственно, 74,0 % и 26,0 %, 73,4 % и 26,6 %) зонам в целом по объекту значительно не изменилось. Различные изменения произошли по отдельным пластам. При увеличении доли запасов водонефтяной зоны по пластам «а», «б₁», «в» отмечено её уменьшение по пластам «б₂₊₃» и «г». По балансовым запасам отмечаются в целом те же тенденции в изменении структуры запасов, что и по извлекаемым.

Наибольшая доля (88,2 %) от общего отбора нефти связана с высокопродуктивными коллекторами, в то время как из высокопродуктивных глинистых и малопродуктивных коллекторов отобрано, соответственно, 9,4 % и 2,4 %;

Величина остаточных извлекаемых запасов на дату анализа составляет 10,026 млн. т. Наибольшая их доля сосредоточена в высокопродуктивных

коллекторах (65,5 %), а в высокопродуктивных глинистых и малопродуктивных содержится, соответственно, 22,4 % и 12,1 %. Наибольшее количество остаточных запасов сосредоточено в пластах «Д₀» и «б₂₊₃», соответственно, 3,4 млн. т и 2,5 млн. т;

Структура запасов площади ухудшилась по сравнению с начальной за счет уменьшения доли запасов высокопродуктивных коллекторов с 86,1 % (92,802 млн. т) до 65,5 % (6,566 млн. т) и увеличения доли высокопродуктивных глинистых с 10,6 % (11,391 млн. т) до 22,4 % (2,243 млн. т) и малопродуктивных с 3,3 % (3,531 млн. т) до 12,1 % (1,217 млн. т) коллекторов. [17]

Таким образом, характеристика и анализ технологических показателей текущего состояния разработки объекта показал, что доля запасов высокопродуктивных коллекторов уменьшилась почти на 50,0 %, а высокопродуктивных глинистых и малопродуктивных коллекторов увеличилась, соответственно, в два и 3,5 раза. Произошло уменьшение запасов по пластам «б₂₊₃», «в», «г» и в целом по отложениям пашийского горизонта. В то же время увеличилась доля запасов по пластам «Д₀», «а» и «б₁». Соотношение запасов по нефтяной и водонефтяной зонам в целом по объекту осталось почти неизменным, но произошло некоторое увеличение доли запасов водо-нефтяной зоны по пластам «а», «б₁», «в», и уменьшение ее по пластам «б₂₊₃» и «г»

4 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ

В 2009 году в целом по НГДУ за счет применения МУН было добыто 675,570 тыс. т нефти при плане 663,826 тыс. т нефти, с учетом переходящего эффекта по скважинам, обработанным в предыдущих годах. Дополнительная добыча от мероприятий 2009 года составила 84,708 тыс. т нефти при плане 54,463 тыс.т. [13]

Таблица 4.1 - Технологии закачки и дополнительная добыча по участкам

Метод	Год	Количество участков	Затраты на МУН, тыс.руб	Прирост среднесуточного дебита средний по методам, тыс.т	Прирост доп. добычи нефти в год инвест-я средний по методам, тыс.т
(ГЕОС-К)	2009	2	1893,5	2,7	1665
МБВ		3	809,04	3,8	1239
КПС		6	3767,8	3,9	1523
НМЖС		2	729,67	3,2	1764
ВДС		3	2281	2	1484
ВПСД		6	7834,8	3,5	1676
ЩПК		3	2821,3	3,2	4434
ГЭР		10	8173,5	4,9	5834
ВУКЖС		3	1294,3	3,4	1255
ГЭС-М		2	601,31	2,7	949
ПГК		3	1486,9	4,1	3936
НКПС		3	1068,5	2,4	568

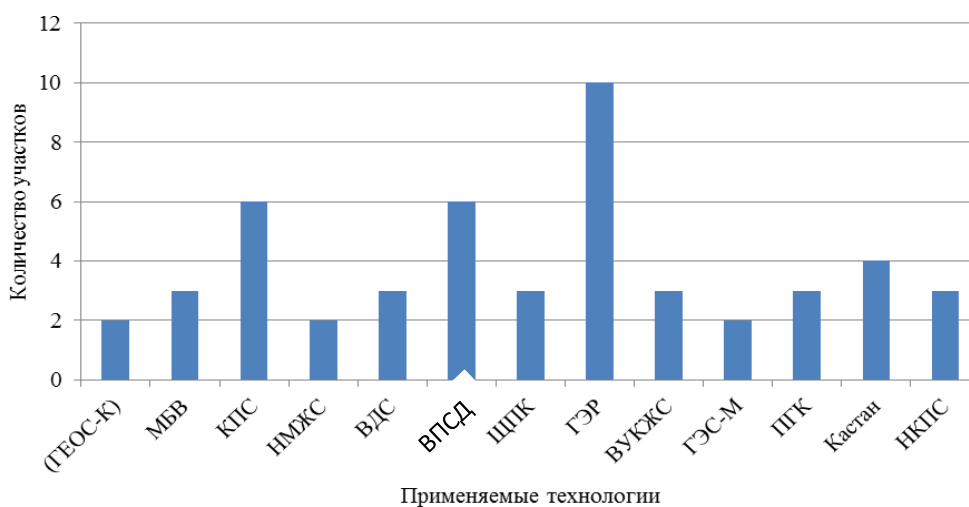


Рисунок 4.1 – Распределение МУН по количеству участков

Из рисунка 4.1 видно, что наиболее применяемой технологией является закачка гидрофобного эмульсионного раствора. По данным [1]

эта технология является наиболее удобной для применения в условиях данного объекта.

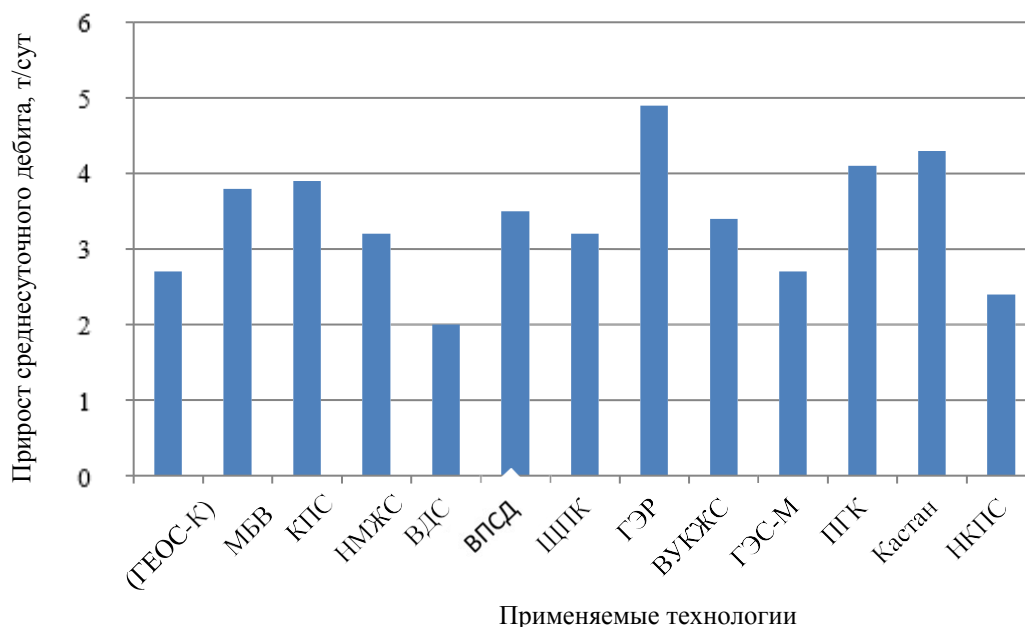


Рисунок 4.2 – Распределение МУН по среднесуточному приросту дебита

Из гистограммы 4.2 видно, что наибольший суточный прирост дала технология ГЭР. Прирост составил 4,9 т/сут. Меньший прирост дали технологии: Биополимер «Кастан» (4,3 т/сут), ПГК (4,1т/сут), КПС (3,9 т/сут), Микробиологическое воздействие (3,8т/сут).

Для повышения нефтеотдачи пласта применяются эмульсионные растворы и дисперсные системы, закачиваемые через нагнетательные скважины в продуктивные пласты. Данные технологии позволяют селективно изолировать промытые участки, отмывать остаточную пленочную нефть и подключать в разработку слабодренлируемые пропластки, что в конечном итоге ведет к увеличению нефтеотдачи.

На нагнетательных скважинах проводились нижеперечисленные технологии, направленные на выравнивание профиля и потокоотклонение:

1. ВУКСЖС - упругая коллоидная система на основе жидкого стекла закачена в 3 скважины (№ 6879, 7267, 7185), дополнительная добыча

по участкам составила 1255 т нефти, прирост составил 3,4 т/сут (при плане 3,4т/сут). С учетом переходящего эффекта дополнительная добыча нефти за 2009 год составила 15283 т.

2. КПС – капсулированная полимерная система была проведена на 6 скважинах. Дополнительная добыча составила 1523 т. нефти (11818 т с переходящими участками). Прирост составил 3,9 т/сут. Удельная эффективность 254 т/участок.

3. Высокопрочная полимерная система (ВПСД) закачена на 6 скважинах, дополнительно добыто по ним 1676 т нефти. Дополнительная добыча в 2009 году с учетом переходящего эффекта составила 18954 тонн нефти, прирост составил 3,5 т/сут (при плане 3,6т/сут).

4. Закачка гидрофобной эмульсии (ГЭР) на 10 скважинах позволила добыть дополнительно 5833 т нефти, с учетом переходящего эффекта- 44347 т нефти. Прирост на 1 участок составил 583 т нефти. Удельная эффективность 4,9 т/сут.

5. Закачка щелочной полимерной композиции (ЩПК) проведена на 3 скважинах. Дополнительно добыто 4434 т нефти (14784 т с переходящими участками). Прирост на 1 участок составил 1478 т нефти. Удельная эффективность 3,2 т/сут (при плане 3,2т/сут), успешность 100%.

6. Закачка ГЕОС-К (осадко-гелеобразующая суспензионная композиция) на 2 скважинах позволила добыть дополнительно 1665 т нефти. Прирост на 1 скважину составил 833 т. Удельная эффективность 4,6 т/сут (при плане 3,5т/сут).

7. Закачка низкомолекулярного жидкого стекла производилась на 2 скважинах. Дополнительно добыто 1764 т нефти. Удельная эффективность 3,2т/сут.

8. Закачка биополимера «Ксантан» проводилась на 4 скважинах. Дополнительно добыто 2051 т нефти (с переходящими -2324 т). Удельная эффективность 4,3 т/сут. [5]

9. Закачка ВДС (волокнисто-дисперсной системы) проводилась

на 3 скважинах. Дополнительно добыто 1484 т нефти (с переходящими - 17395 т).

10. Технология закачки ПГК (полимерно-глинистой композиции) применена на 3 скважинах. Дополнительная добыча нефти за 2009 год составила 3936 т, удельная эффективность 4,1 т/сут (при плане 3,9 т/сут).

11. Микробиологическое воздействие (МБВ) применили на 3 скважинах. Дополнительно добыто 1239 т нефти, удельная эффективность 3,8 т/сут (при плане 2,1 т/сут). Прирост на 1 скважину составил 413 т.

12. ГЭС-М закачена в 2 скважины (№ 3552, 1353) , дополнительная добыча нефти по ним в 2009 году составила 949т, прирост 2,7 т/сут.

13. Закачка низкоконцентрированного полимерного состава (НКПС) проведена на 3 скважинах. Дополнительно добыто 568 т нефти. Прирост на 1 участок составил 189 т нефти. Удельная эффективность 2,4 т/сут.

Всего методы применялись на 50 нагнетательных скважинах, дополнительная добыча от реагирования добывающих скважин составила 28377т. нефти. Удельная эффективность составила 567,5 тонн на 1 скважину или 4,5 т/сут (при плане 3,6 т/сут).

Таким образом, обзор применяемых физико-химических методов показал, что все методы достаточно эффективны.

5 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОПЗ НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН НА РАСМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ

Для повышения нефтеотдачи пласта на Ташлиярской площади применяются эмульсионные растворы и дисперсные системы, закачиваемые через нагнетательные скважины в продуктивные пласты. Данные технологии позволяют селективно изолировать промытые участки, отмывать остаточную пленочную нефть и подключать в разработку слабодренлируемые пропластки, что в конечном итоге ведет к увеличению нефтеотдачи. [15]

На нагнетательных скважинах проводились нижеперечисленные технологии, направленные на выравнивание профиля и потокоотклонение:

1. ВУКСЖС - упругая коллоидная система на основе жидкого стекла закачена в 3 скважины (№ 6879, 7267, 7185), дополнительная добыча по участкам составила 1255 т нефти, прирост составил 3,4 т/сут (при плане 3,4т/сут). С учетом переходящего эффекта дополнительная добыча нефти за 2009 год составила 15283 т.

2. КПС – капсулированная полимерная система была проведена на 6 скважинах. Дополнительная добыча составила 1523 т нефти (11818 т с переходящими участками). Прирост составил 3,9 т/сут. Удельная эффективность 254 т/участок. [21]

3. Сшитая полимерная система (СПС) закачена на 6 скважинах, дополнительно добыто по ним 1676 т нефти. Дополнительная добыча в 2009 году с учетом переходящего эффекта составила 18954 тонн нефти, прирост составил 3,5 т/сут (при плане 3,6т/сут).

4. Закачка гидрофобной эмульсии (ГЭР) на 10 скважинах позволила добыть дополнительно 5833 т нефти, с учетом переходящего эффекта- 44347 т нефти. Прирост на 1 участок составил 583 т нефти. Удельная эффективность 4,9 т/сут.

5. Закачка щелочной полимерной композиции (ЩПК) проведена на 3

скважинах. Дополнительно добыто 4434 т нефти (14784 т с переходящими участками). Прирост на 1 участок составил 1478 т нефти. Удельная эффективность 3,2 т/сут (при плане 3,2т/сут), успешность 100%. [20]

6. Закачка ГЕОС-К (осадко-гелеобразующая суспензионная композиция) на 2 скважинах позволила добыть дополнительно 1665 т нефти. Прирост на 1 скважину составил 833 т. Удельная эффективность 4,6 т/сут (при плане 3,5т/сут).

7. Закачка низко модульного жидкого стекла производилась на 2 скважинах. Дополнительно добыто 1764 т нефти. Удельная эффективность 3,2т/сут.

8. Закачка биополимера «Ксантан» проводилась на 4 скважинах. Дополнительно добыто 2051 т нефти (с переходящими -2324 т). Удельная эффективность 4,3 т/сут.

9. Закачка ВДС (волоконисто-дисперсной системы) проводилась на 3 скважинах. Дополнительно добыто 1484 т нефти (с переходящими -17395 т).

10. Технология закачки ПГК (полимерно-глинистой композиции) применена на 3 скважинах. Дополнительная добыча нефти за 2009 год составила 3936 т, удельная эффективность 4,1 т/сут (при плане 3,9 т/сут). [16]

11. Микробиологическое воздействие (МБВ) применили на 3 скважинах. Дополнительно добыто 1239 т нефти, удельная эффективность 3,8 т/сут (при плане 2,1 т/сут). Прирост на 1 скважину составил 413 т.

12. ГЭС-М закачена в 2 скважины (№ 3552, 1353), дополнительная добыча нефти по ним в 2009 году составила 949т, прирост 2,7 т/сут.

Всего методы применялись на 50 нагнетательных скважинах, дополнительная добыча от реагирования добывающих скважин составила 28377 т нефти. Удельная эффективность составила 567,5 тонн на 1 скважину или 4,5 т/сут (при плане 3,6 т/сут).

6 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОПЗ НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ

Призабойная зона скважин (ПЗС) – наиболее уязвимое место системы пласт-скважина. Поэтому от ее проводимости в значительной мере зависит дебит скважин. Эта зона подвергается интенсивному воздействию буровым и цементным растворами, которые в ряде случаев значительно ухудшают фильтрационные свойства пород. Дебиты скважин со временем могут падать в связи с отложением в поровых каналах призабойной зоны парафина, смолистых веществ и минеральных солей. В зависимости от причин низких фильтрационных свойств пород этой зоны предложены различные методы воздействия на призабойную зону скважин с целью повышения дебитов скважин. [11]

Сущность большинства этих методов одинакова как для нефтяных, так и для газовых залежей. В основе этих методов воздействия на призабойную зону скважин, лежит принцип искусственного увеличения проводимости пор, осуществляемый химическими, механическими или тепловыми средствами. К химическим методам относятся различные виды кислотных обработок. Механическое воздействие осуществляется для формирования в породах трещин и каналов высокой проницаемости путем гидравлического разрыва пластов и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов. Тепловые обработки применяют для удаления из поровых каналов отложений парафина и смол.

Для обработки скважин применяют соляную, серную и фтористоводородную кислоты и др. Основная задача кислотной обработки – образование глубоко проникающих в пласт каналов разъедания, соединяющих забой скважин с насыщенным нефтью и газом участками пласта.

Таблица 6.1 - Динамика изменения коэффициента продуктивности

Номер скважины	Технология	Коэффициент продуктивности, т/(сутЧатм)		Дата проведения	Удельная эффективность ГРП, 1/м
		до ГРП	после ГРП		
****	ПАКС	0,01	0,87	01.07.2012 г	14,65
****	КСМД	0,06	1,29	18.05.2012 г	2,50
****	КСМД	0,18	3,34	02.07.2012 г	4,22
****	ПАКС	0,02	2,10	01.04.2010 г	16,15
****	ЦНСКО	0,03	1,63	20.05.2010 г	9,37
****	ДН-9010	1,60	1,95	25.03.2010	0,06
****	ПАКС	0,09	1,61	22.10.2010 г	1,75
****	ПАКС	0,25	1,96	01.01.2009 г	0,71
****	СНПХ-9010	0,27	2,18	13.03.2009 г	0,81
****	НСКВ	0,31	2,01	10.01.2007 г	0,65
****	ГСКВ	0,08	0,91	20.02.2007 г	1,62
****	КНН	0,43	1,10	20.06.2008 г	0,52

Как видно из таблицы 6.1 можно сделать вывод о высокой эффективности проведенных технологии. Были использованы следующие технологии: ПАКС, КСМД, ЦНСКО, КНН, ГСКВ, НСКВ, СНПХ-9010, ДН-9010. [19]

Наибольшая удельная эффективность была получена в скважине 4610 и составила 16,15 (1/м), коэффициент продуктивности изменился на 2,08 (т/сут•атм).

7 ПРИЧИНЫ РЕМОНТОВ СКВАЖИН НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ

В результате длительной эксплуатации нефтяных или газовых скважин возникает потребность в их ремонте. [17]

Ремонт нефтяных скважин может подразумевать замену насосно-компрессорных труб, починку или замену спускоподъемных механизмов, очистку обвалившихся частей ствола, его промывку и прочие необходимые мероприятия. Такие операции бывают текущими и капитальными.

Для первых характерен плановый порядок проведения (промывка, прочистка и так далее), а для вторых – масштабная замена используемого оборудования, устранение значительных неисправностей, процедура вторичного бурения, а также углубление или расширение скважинного ствола. Оборудование для капитального ремонта скважин применяется специальное, и перед началом рабочего процесса его необходимо предварительно подготовить. Также на этапе подготовки проводятся исследования ствола и сбор необходимой разрешительной документации.

Основные причины проведения ПРС на Ташлиярской площади является образование АСПО и отказ насосов. Около 28 процессов всех ремонтных работ приходится на отказ насосов.

Таблица 7.1 - Виды проводимых ремонтов и их число

Гидроабразивный износ клапанных узлов	1
Прочие отложения на приеме насоса	5
Извлечение подземного оборудования	11
Внедрение насосного способа	10
Спуск насоса после КРС	4
Оптимизация работы скважины	5
Износ насоса	3

Продолжение таблицы 7.1

Оптимизация работы скважины	5
Износ насоса	2
Наличие вязкой нефти	2
Негерметичн. устьевой арматуры	11
Отворот НКТ	3
Ликвидация осложнений	1
Отворот штанг	5
Обрыв штанги по телу	15
Исследование экспл. колонны	7
Износ, разрушение коррозионное	2

За 3 года было проведено 118 мероприятий, связанных с ликвидацией затрубных циркуляции, отключения нижних обводненных пластов, проведения ОПЗ.

К числу скважин с высокой обводненностью продукции относятся скважины башкирского яруса, верейского горизонта, тульского горизонта, турнейского яруса.

Из приведенных скважин, с целью ликвидации заколонных перетоков, в ремонте находятся 4 скважины, еще 4 скважины имеют заколонные перетоки. На всех остальных скважинах предполагается, что обводнение продукции происходит по пласту. [18]

На отказ работы штанг зависит от диаметра плунжера и числа качаний. При увеличении диаметра плунжера и числа качаний увеличивается как сила трения плунжера о стенки цилиндра, так и сила, обусловленная гидравлическим сопротивлением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данный момент Ташлиярская площадь находится на четвертой стадии разработки. Выработка запасов нефти на этой стадии разработки сопряжена с рядом трудностей:

1. Значительная доля извлекаемых запасов вырабатывается усложненных горно-геологических условиях на заключительной стадии разработки;

2. Годовые отборы жидкостей наращиваются и могут превысить годовую добычу нефти на второй стадии в 4-6 раз и более;

3. К концу периода разработки таких месторождений отбираются только 75-80% извлекаемых запасов;

4. Значительная часть запасов (более 50%) вырабатывается при высокой обводненности (более 85%);

Для эффективного извлечения остаточных запасов необходимо использовать последние разработки в области техники и технологии, внедрять методы повышения нефтеизвлечения. Необходимо пересмотреть взгляды и на систему ППД, должны применяться каскадные технологии очистки воды, по возможности заменять старые трубопроводы на металлопластиковые. За пятьдесят лет эксплуатации подходит к порогу физической усталости эксплуатационный фонд. Это увеличивает эксплуатационные затраты на единицу добытой нефти, возрастает количество ремонтов, следовательно нужно применять такие технологии ремонта и эксплуатационные оборудования, которые по возможности не наносили бы вреда обсадным колоннам. Следует применять новые технологии добычи нефти. При искусственном водонапорном режиме характерно образование языков обводнения и образование изолированных, не охваченных нефтенасыщенных зон, не охваченных системой разработки, в которых имеются некоторые запасы нефти. Необходимо изыскивать

методы, позволяющие вовлекать в разработку эти участки, а также изыскивать и другие возможности для увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Снижение себестоимости нефти, повышение рентабельности производства может быть достигнуто за счет применения новых прогрессивных технологий, направленных на интенсификацию добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов, создание для этих целей соответствующих технических средств и механизма их реализации. Одним из перспективных направлений повышения эффективности применения методов является одновременная закачка реагентов в группу скважин с высокопрочной полимерной системов (ВПСД).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иктисанов В. А. Учебное пособие «Гидродинамические исследования скважин и пластов при разработке нефтяных месторождений». -Альметьевск: типография АГНИ, 2011. - 73 с.
2. Брагинский, О. Б. Повышение нефтеотдачи как способ эффективного использования сырья в нефтегазовом комплексе России /О.Б. Брагинский//Экономический анализ: теория и практика.-2014. -№29. – С.3-51.
3. Нефтяная Вертикаль: Журнал// 2011. -№6. – С. 64-97.
3. Кондрашов, А.А. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: научная статья/А.А. Кондрашов//. – С.1-22.
4. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк// - Ухта. -2014. –С. 9-44.
5. Смирнова, Т. С. Кислотные методы повышения нефтеотдачи пласта. Учебное пособие Т.С. Смирнова, Е.Ю. Долгова, Н.А. Меркитанов, А.Р. Тулегенов// -2013. –С.28-69.
6. Лопатин, А. Ю. Методы повышения нефтеотдачи за счет химического воздействия на истощенных нефтяных месторождениях с коллектором трещинно-порового типа // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук/ Москва, 2011. – С.3
7. Нурутдинов, А.А. Повышение эффективности вытеснения нефти с использованием кислотной обработки // Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук/ Уфа, 2015. – С.1.
8. Махад, О. А. Особенности технологий увеличения нефтеотдачи пластов / Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук//Уфа, 2013. – С.1.
9. Алтунина, Л. Т. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи /Л. Т. Алтунина, В. А. Кувшинов// -Томск, -2001.

С.4-50.

10. Ямбаев, М. Ф. Основные особенности методов увеличения нефтеотдачи // Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук/ Москва, 2006. – С.2.

11. Шерстюк, С. Н. Изменение состава и свойств, высоковязких нефтей // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук/ Томск, 2011. – С.2.

12. Зунг, Л.В. Повышение эффективности нефтеотдачи залежи нижнего миоцена с применением физико-химических и микробиологических комплексных методов // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук/ Уфа, 2011. – С.1.

13. Фоку, Ж. Разработка и исследование кислотных методов воздействия на продуктивные пласты // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук/ Краснодар, 2005. – С.2.

14. Муравьев, Е. В. Разработка средств и методов исследования прочностных параметров пластовых пород при нагрузках, моделирующих технологию нефтедобычи // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук/ Бийск, 2007. – С.1.

15. Рамазанов, Д. Н. Учет рисков при планировании методов увеличения нефтеотдачи // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук/ Уфа, 2010. – С.1.

16. Султанов, Ш. Х. Геолого-технологические условия применения солянокислотных методов увеличения нефтеотдачи на примере месторождений северо-запада Татарстана // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук/ Уфа, 2009. – С.3.

17. Носачев, А. А. Прогноз применения методов увеличения нефтеотдачи по геолого-промысловым данным // Автореферат диссертации

на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук/ Уфа, 2008. – С.3.

18. Гнездов, А. В. Повышение эффективности разработки месторождений // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук/ Краснодар , 2010. – С.1.

19. Федоров, В. В. Эффективность проведения кислотной обработки Шегурчинского месторождения Учебное пособие / А. В. Саранча, В. В. Федоров, Д. А. Митрофанов, О. П. Зотова// Тюмень. -2014. –С. 9-44.

20. Тимонов, А. В. Оптимизация технологий воздействий в пласт на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» /А. В. Тимонова, А. Г. Загуренко//-2006. –С.4.

21. Габдрахманов, А.Т. Технологические процессы МУН: Учебно- методическое пособие по выполнению контрольной работы по дисциплине "Технологические процессы МУН" для бакалавров нефтегазового направления // Альметьевск, Типография АГНИ, 2015