

УДК 622.276.1/4:622.243.24

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ
ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА С ПРИМЕНЕНИЕМ
СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**

А.В. Насыбуллин, М.А. Шавалиев, З.С. Идиятуллина,

Е.К. Плаксин, И.Н. Музоваткин

Институт «ТатНИПИнефть»

**HORIZONTAL DRILLING IMPROVES RESIDUAL RESERVES
RECOVERY FROM TERRIGENOUS DEVONIAN FORMATIONS**

A.V. Nasybullin, M.A. Shavaliyev, Z.S. Idiyatullina, E.K. Plaksin,

I.N. Muzovatkin

TatNIPIneft Institute

E-mail: arslan@tatnipi.ru

Аннотация. Основную долю добычи нефти по ПАО «Татнефть» обеспечивают крупные достаточно истощенные месторождения с выработанностью запасов нефти более 80 % и обводненностью на уровне 90%.

Нефтедобывающие предприятия компании «Татнефть», осуществляющие длительное время (на протяжении нескольких десятков лет) разработку нефтяных месторождений Татарстана, большую часть запасов нефти оставляют неразведанными. Это означает, что развитие нефтедобывающего комплекса не может быть обеспечено на длительное время ввиду ограниченности доли активных запасов нефти в общей структуре.

За последнее десятилетие за счет получения дополнительной добычи нефти от применения новых технологий компания смогла сохранить

оптимальные уровни добычи.

Для эффективной выработки остаточных запасов на истощенных месторождениях авторы поставили задачу выбора наиболее оптимальной системы разработки с точки зрения достижения максимального КИН и наиболее полной выработки остаточных запасов путем разбуривания скважинами с горизонтальным окончанием основного базисного нефтеносного объекта терригенного девона, в котором содержится 62,1 % балансовых запасов категории $A+B+C_1+C_2$.

Abstract. The bulk of PJSC TATNEFT's crude oil output comes from large mature fields with 80% reserve depletion and 90% water cut. TATNEFT's oil production divisions have been operating oil fields in Tatarstan for several decades; however, a large amount of reserves still remain undiscovered. This prevents a long-term growth of oil sector due to limited active reserves.

Over the past decade, TATNEFT was able to maintain sustainable oil production due to incremental ultimate recovery from employing new technologies.

The authors tried to find the best development strategy for mature fields with the purpose of attaining the highest possible oil recovery factor and maximum production of residual reserves. This can be attained by drilling horizontal wells in a primary terrigenous productive formation of the Devonian age containing 62.1% of $A+B+C_1+C_2$ in-place reserves.

Ключевые слова: месторождение; коллектор; дебит нефти; залежь; скважина с горизонтальным окончанием; гидроразрыв пласта.

Key words: oil field; reservoir; oil production rate; oil accumulation; horizontal well; hydraulic fracturing.

Основную долю добычи нефти по ПАО «Татнефть» обеспечивают крупные достаточно истощенные месторождения с выработанностью запасов нефти более 80 % и обводненностью на уровне 90 %.

Нефтедобывающие предприятия компании «Татнефть», осуществляющие длительное время (на протяжении нескольких десятков лет) разработку нефтяных месторождений Татарстана, большую часть запасов нефти оставляют неразведанными. Это означает, что развитие нефтедобывающего комплекса не может быть обеспечено на длительное время ввиду ограниченности доли активных запасов нефти в общей структуре.

С применением современных технологий разработки месторождений (уплотнение сетки скважин, бурение горизонтальных скважин (ГС), многозабойных скважин (МЗС), боковых горизонтальных стволов (БГС), внедрение оборудования одновременно-раздельной эксплуатации и закачки (ОРЭ и ОРЗ), широкомасштабное применение методов увеличения нефтеотдачи) появляются возможности вовлечения в разработку остаточных ресурсов нефти, являющихся дополнительным резервом, позволяющим не только стабилизировать и сохранить уровни добычи, но и нарастить (восполнить) резерв по добыче. За последнее десятилетие за счет получения дополнительной добычи нефти от применения новых технологий компания смогла сохранить оптимальные уровни добычи [1].

Разрабатываемые в ПАО «Татнефть» эффективные технологии и оборудование, созданные в процессе опытно-промышленных работ на объектах с трудноизвлекаемыми запасами, могут быть применены при освоении подобных месторождений в других регионах России [2].

Для эффективной выработки остаточных запасов на истощенных месторождениях авторы поставили задачу выбора наиболее оптимальной системы разработки с точки зрения достижения максимального КИН и наиболее полной выработки остаточных запасов путем разбуривания

основного базисного нефтеносного объекта терригенного девона, в котором содержится 62,1 % балансовых запасов категории $A+B+C_1+C_2$ [3].

Основываясь на опыте разработки и эксплуатации эффективных скважин, пробуренных на отложения терригенного девона в НГДУ «Азнакаевскнефть», «Джалильнефть», «Альметьевнефть», авторами были предложены несколько технологий для разработки таких коллекторов. Разработку рекомендуется проводить путем эксплуатации залежей как новыми скважинами с горизонтальным окончанием, так и вводом бездействующего высокообводненного низкорентабельного фонда скважин бурением многозабойных боковых стволов.

Главной проблемой при бурении на пласт D_0 кыновского горизонта является прохождение аргиллитов верхней половины кыновского горизонта, залегающих над пластом D_0 . Вертикальная толщина их в разрезе залежей НГДУ «Альметьевнефть», «Джалильнефть» и «Азнакаевскнефть» составляет 12-14 м [4]. Прохождение при бурении аргиллитов кыновского горизонта осложнено осыпью, обвалами пород в скважину и образованием густых паст из глины на забое, препятствующих бурению, ввиду образования сальников на бурильной колонне.

В этой связи с целью уменьшения опасности создания аварийных ситуаций авторами рекомендуется применение специализированного оборудования, которое позволит проводить буровой инструмент под определенным углом без рисков обваливания и осыпания породы [5].

В качестве примера для проектирования и расчетов технологии был выбран Азевский участок Азево-Салаушского месторождения путем сопоставления нескольких сценариев разработки, включающих размещение проектных наклоннонаправленных скважин, горизонтальных скважин, бурение многозабойных боковых горизонтальных стволов из высокообводненных малопродуктивных скважин. Объектами исследований являются терригенные отложения верхнего девона кыновско-пашийского горизонтов [6].

Прогноз технологических показателей проведен с использованием программного комплекса Roxar (Tempest) как для вариантов разработки участка только наклоннонаправленными скважинами, так и для сценариев, предусматривающих совокупность бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов [7].

Первый вариант (рис. 1,а) предусматривает разработку участка вертикальными скважинами (действующим фондом и дополнительно бурением трех проектных вертикальных скважин). Средний дебит нефти по участку составил 8,4 т/сут при обводненности 11,4 %, накопленная добыча нефти – 442,8 тыс. т.

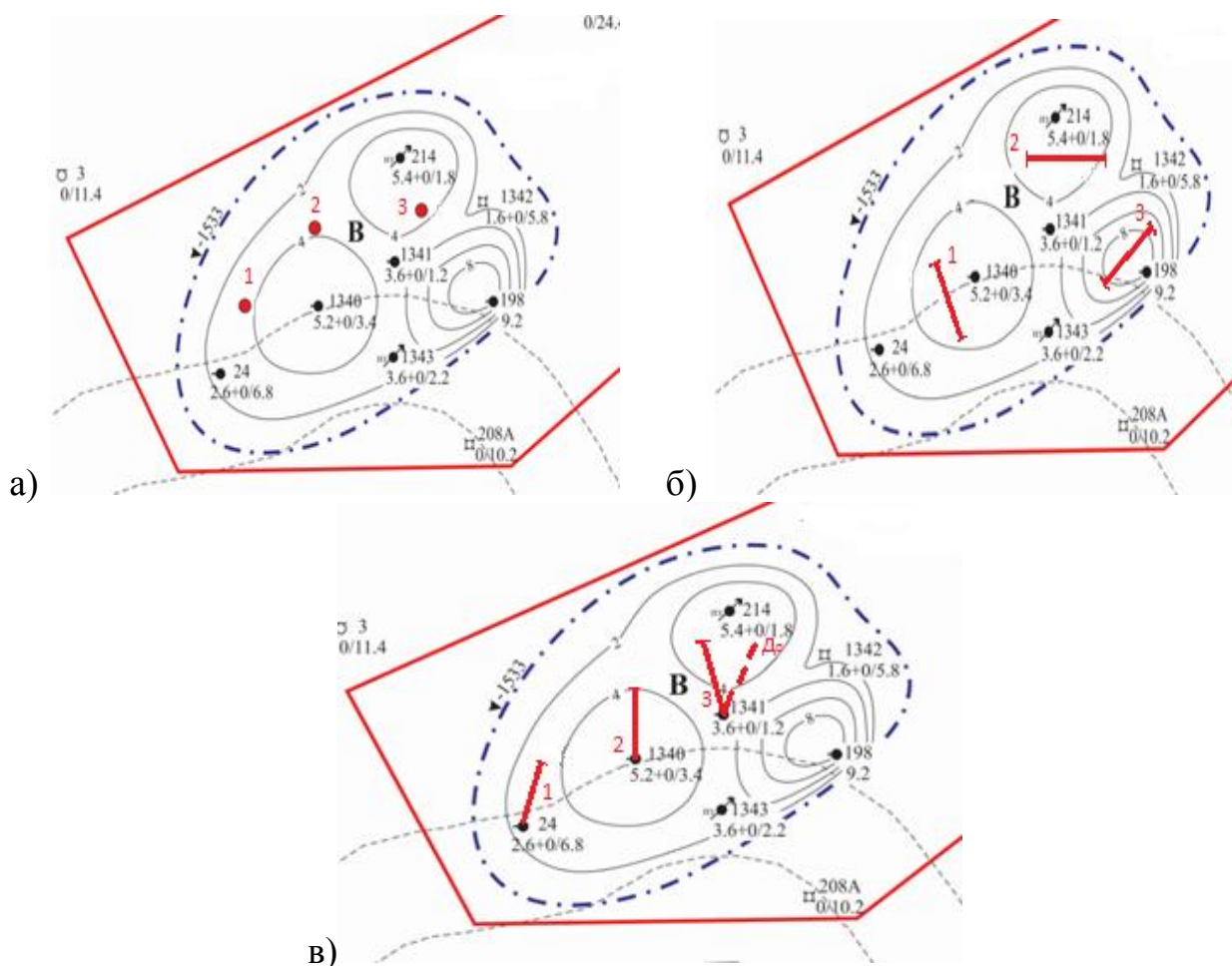


Рис. 1. Варианты размещения проектных скважин на Азевском участке
Азевско-Салаушского месторождения

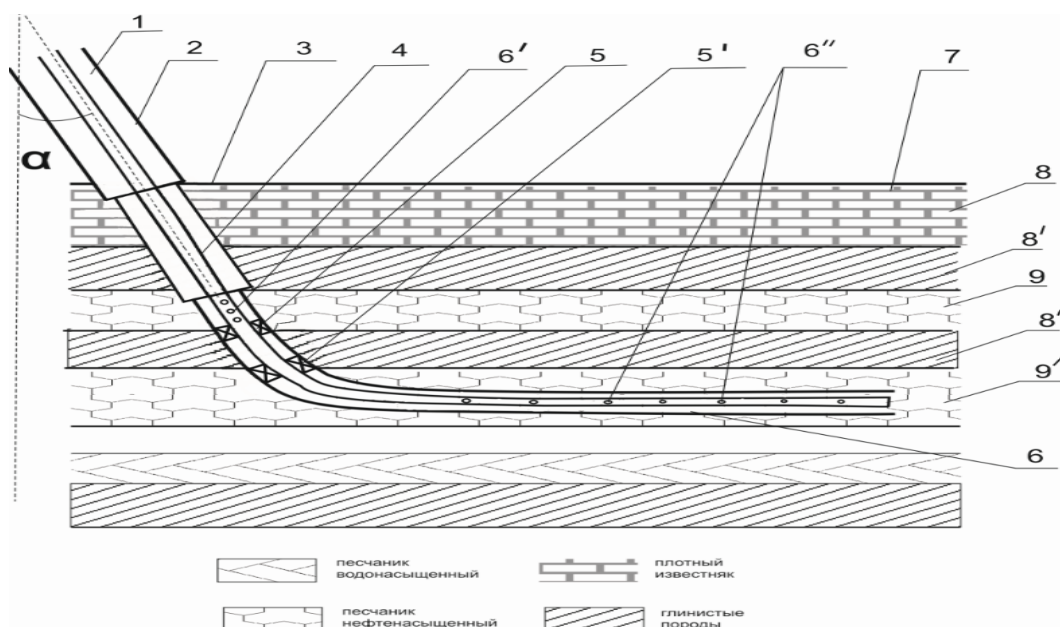
В табл. 1 представлена динамика основных показателей работы новых проектных скважин по трем сценариям разработки.

Таблица 1

Динамика основных показателей работы новых проектных скважин по трем сценариям разработки

год	Вариант I						Вариант II						вариант III					
	1BC		2BC		3BC		1ГC		2ГC		3ГC		1БГC		2БГC		3БГC	
	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп., нефть, тыс,т
1	11,2	2,8	6,3	1,6	3,2	0,7	11,1	3,3	19,8	4,6	13,5	3,1	26,1	6,0	32,9	7,9	18,3	4,6
2	8,4	6,3	5,0	3,6	2,9	1,9	5,9	6,1	16,8	11,2	8,9	7,1	21,1	14,4	29,1	19,1	12,9	10,1
3	7,1	9,1	4,3	5,3	2,8	2,9	3,9	7,8	15,4	17,0	6,8	9,9	17,5	21,4	26,0	29,1	10,4	14,3
4	6,2	11,5	3,8	6,8	2,6	3,9	2,9	9,0	14,4	22,4	5,1	12,0	14,5	27,1	23,5	38,0	8,6	17,7
5	5,6	13,6	3,3	8,1	2,3	4,7	2,2	10,0	13,5	27,5	3,9	13,7	12,6	32,0	21,5	46,2	7,4	20,6
6	5,0	15,5	3,0	9,2	1,9	5,5	1,8	10,7	12,1	32,2	3,2	14,9	11,3	36,4	18,9	53,6	6,5	23,2
7	4,5	17,3	2,6	10,2	1,7	6,2	1,5	11,3	9,6	36,1	2,7	16,0	10,4	40,3	15,6	59,9	5,7	25,4
8	4,1	18,8	2,3	11,1	1,5	6,7	1,3	11,8	8,1	39,3	2,4	16,9	9,7	44,0	12,9	65,0	5,1	27,3
9	3,8	20,3	2,1	12,0	1,4	7,3	1,2	12,2	7,0	42,0	2,2	17,7	9,1	47,4	10,9	69,3	4,6	29,1
10	3,6	21,6	1,9	12,7	1,2	7,7	1,0	12,6	6,2	44,4	2,0	18,5	8,5	50,6	9,3	72,9	4,2	30,7
11	3,4	22,9	1,7	13,3	1,1	8,2	0,9	13,0	5,5	46,6	1,8	19,2	8,0	53,6	8,0	76,1	3,9	32,2
12	3,3	24,1	1,7	13,9	1,1	8,6	0,8	13,3	4,6	48,4	1,5	19,7	7,5	56,4	6,9	78,8	3,6	33,5
13	3,1	25,2	1,5	14,5	1,0	9,0	0,7	13,6	4,1	49,9	1,4	20,2	6,9	59,0	6,1	81,1	3,3	34,8
14	2,6	26,3	1,4	15,1	1,0	9,3	0,7	13,8	3,7	51,3	1,3	20,7	6,1	61,4	5,4	83,2	3,1	36,0
15	2,0	27,1	1,3	15,6	0,9	9,7	0,6	14,1	3,2	52,6	1,2	21,1	5,2	63,4	4,8	85,0	2,9	37,1

Второй вариант (рис. 1, б) предусматривает разработку участка действующим фондом и дополнительно бурением трех горизонтальных скважин [8]. Причем горизонтальные скважины проводят по разрезу продуктивной пачки под зенитным углом $60-70^{\circ}$ и набором его до $85-90^{\circ}$ в кровле продуктивного пласта долотом малого диаметра. При этом зоны осложнений с неустойчивыми породами перекрывают герметичной установкой расширяемых гофрированных труб, а также устанавливают пакеры для изоляции водоносных и неустойчивых интервалов. Далее после установки хвостовика производят его вторичное вскрытие напротив нефтеносных участков (рис. 2).



1 – горизонтальная добывающая скважина; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – кровля продуктивного пласта; 4 – расширяемая гофрированная труба; 5, 5' – пакеры из водонабухающего материала; 6 – хвостовик; 6', 6'' – интервалы вскрытия; 7 – многопластовая залежь; 8, 8', 8'' – зоны осложнений с неустойчивыми породами; 9, 9' – нефтеносные пропластки; α – зенитный угол ствола скважины.

Рис. 2. Схема разработки залежи при прохождении неустойчивых пород при бурении скважин с горизонтальным окончанием на пласт D_o

Согласно второму варианту разработки средний дебит нефти по участку составил 11,7 т/сут при обводненности 11,8 %, накопленная добыча нефти – 448,6 тыс. т.

Третий вариант (рис. 1,в) предусматривает разработку участка действующим фондом и дополнительно бурением трех многозабойных боковых горизонтальных стволов.

По данному варианту бурение многозабойных боковых горизонтальных стволов (БГС) осуществляется путем проводки нескольких горизонтальных ответвлений из вертикальных скважин, вышедших из эксплуатации или достигших предельного обводнения не менее чем на 95 %. Длину БГС определяют обратно пропорционально темпу обводнения пропластков, зафиксированных во время эксплуатации основного вертикального ствола.

Причем в пропластке с наибольшим темпом обводнения БГС бурят минимальной длины, но не менее 50 м, а в пропластке с наименьшим темпом обводнения - БГС соответственно максимальной длины, но не менее 100 м. При этом рекомендуется между нефтенасыщенными пропластками в вертикальном стволе устанавливать профильные перекрыватели, а в каждом БГС применять перемещаемый пакер, который при каждом достижении обводнения ствола более чем на 95 % перемещают последовательно от «носки» к «пятке» на расстояние 10-50 м (рис. 3).

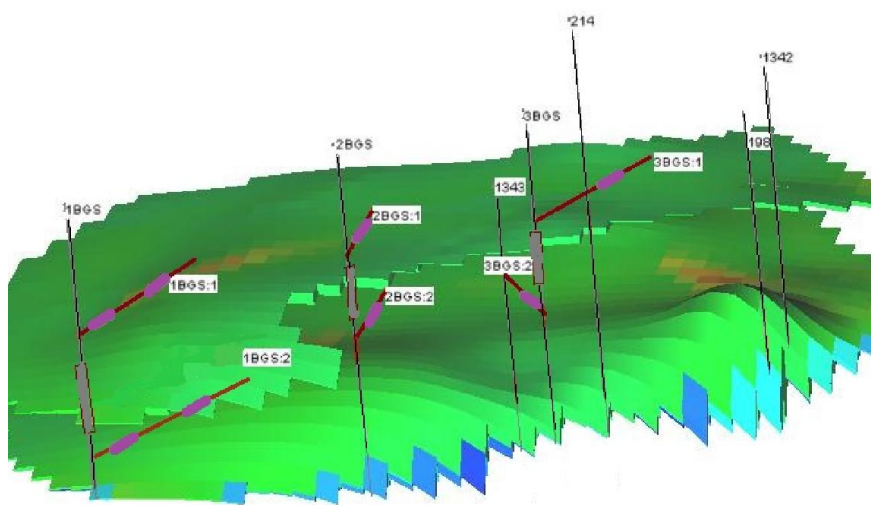


Рис. 3. Схема размещения проектных скважин на отложениях кыновско-пашийского горизонта Азевского участка

На рис. 4 а-г представлены карты распределения подвижных запасов кыновского и пашийского горизонтов Азев-Салаушского месторождения на разных этапах разработки.

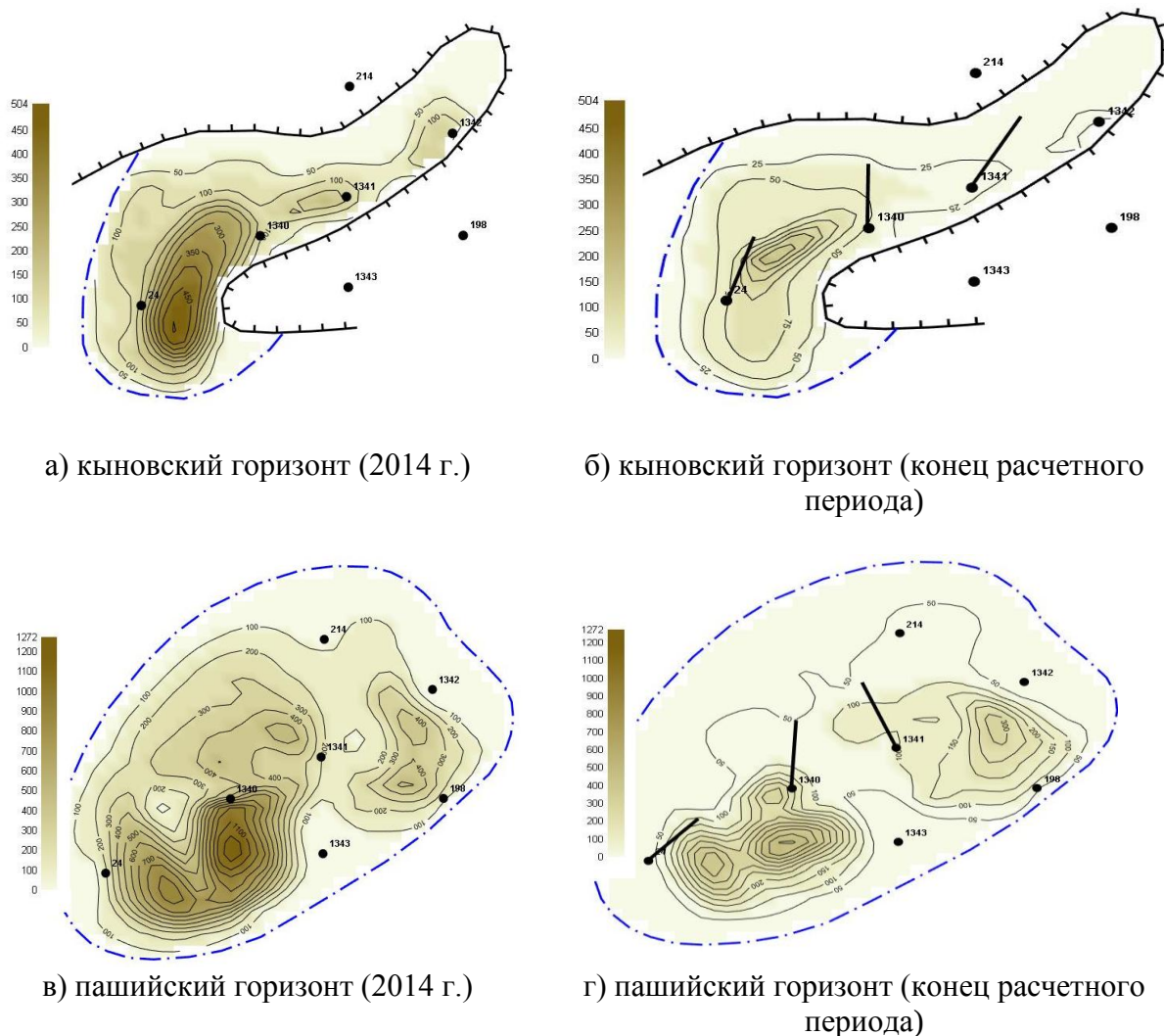


Рис. 4. Карты распределения подвижных запасов кыновского и пашийского горизонтов на разных этапах разработки.

Как видно из рисунка 4 а-г рекомендуемый третий вариант наиболее эффективный с точки зрения выработки остаточных запасов. Конечный коэффициент извлечения нефти составил 0,468 д.ед.

Согласно динамикам распределения во всех рассматриваемых случаях показатели по накопленной добыче выше по второму варианту, предусматривающему разработку участка действующим фондом

вертикальных скважин и бурением новых горизонтальных скважин. Это значит, что в целом по участку разработка эффективней горизонтальными скважинами. Однако, рассматривая показатели работы новых проектных скважин по данным моделирования, можно сделать вывод о том, что показатели работы многозабойных боковых горизонтальных стволов выше, чем у горизонтальных скважин. При этом затраты на зарезку боковых горизонтальных стволов ниже, что доказывает эффективность данного варианта разработки.

В табл. 2 представлены результаты расчетов по трем вариантам размещения скважин.

Таблица 2

Основные технологические показатели по трем новым проектным вариантам разработки

Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Фонд скважин	7	7	4
Средний дебит нефти, т/сут	8,39	11,67	19,35
Средний дебит жидкости, т/сут	42	69,1	82,78
Обводненность, %	11,4	11,8	19,2
ВНФ, м ³ /т	3,6	83,1	76,6
Годовая добыча нефти, тыс. т	19,5	25,21	24,88
Накопленная добыча нефти, тыс. т	442,81	448,56	448,23
Годовая добыча жидкости, тыс. т	83,60	121,52	90,07
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	1843,65	1881,64	1850,19
Давление, МПа	13,40	12,06	12,94
Капитальные вложения, млн. р.	137	205	163
Эксплуатационные затраты, млн. р.	1807	2023	1840
Чистый дисконтированный доход, млн. р.	281	310	376

Таким образом, наилучший эффект может быть достигнут в процессе разработки и эксплуатации участка месторождения, сложенного терригенными отложениями верхнего девона путем бурения горизонтальных и многозабойных боковых горизонтальных стволов. Максимальный чистый дисконтированный доход (ЧДД) (376 млн. р.) получен по варианту, предусматривающему бурение многозабойных

горизонтальных стволов, при этом капитальные вложения и эксплуатационные затраты ниже по сравнению с вариантом, предусматривающим разбуривание участка только горизонтальными скважинами.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005-688 с.
2. Хисамов Р.С. Высокоэффективные технологии освоения нефтяных месторождений. – М.: ООО «недра-бизнесцентр», 2004.-628 с.
3. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2013. – 310 с.
4. Применение горизонтальных технологий на месторождениях республики Татарстан на поздней стадии разработки (этапы развития и перспективы бурения) / З.С. Идиятуллина, И.Н. Хакимзянов // Проблемы и повышение эффективности разведки и разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 4-6 сент. 2013 г. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – с.200-203
5. Повышение эффективности выработки остаточных запасов нефти на истощенных месторождениях с применением скважин с горизонтальным окончанием/ З.С.Идиятуллина, В.В. Ахметгареев, Е.К. Плаксин, И.Н. Музоваткин // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – с. 162-165.
6. Ахметгареев В.В., Исаева В.В. Анализ разработки Азев-Салаушского нефтяного месторождения. Отчет о НИР/ТатНИПИнефть, -Бугульма, 2014 г. – 597 с.
7. Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин. Моделирование разработки нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. - 255 с.
8. Заявка на изобретение РФ 2013110977, 12.03.2013. Хисамов Р.С., Салихов А.Д., Идиятуллина З.С., Плаксин Е.К., Данилов Д.С., Оснос Л.Р. Способ разработки многопластовой залежи в поздней стадии с неустойчивыми породами и неоднородным коллектором//заявка на изобретение №2013110977/03. 2013. Бюл. № 26.

Сведения об авторах

Насыбуллин Арслан Валерьевич, начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
e-mail: arslan@tatnipi.ru

Шавалиев Марат Анисович, начальник отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
e-mail: shavaliyev@tatnipi.ru

Идиятуллина Зарина Салаватовна, инженер отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
e-mail: razrab_pr1@tatnipi.ru

Плаксин Евгений Константинович, инженер 1 категории отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
e-mail: razrab_pr5@tatnipi.ru

Музоваткин Иван Николаевич, заведующий сектором отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
e-mail: razrab_geo3@tatnipi.ru

Authors

A.V. Nasybullin, Dr.Sc, Head of IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft - PJSC TATNEFT
E-mail: arslan@tatnipi.ru

M.A. Shavaliyev, Head of Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft - PJSC TATNEFT
E-mail: shavaliyev@tatnipi.ru

Z.S. Idiyatullina, Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft - PJSC TATNEFT

E-mail: razrab_pr1@tatnipi.ru

E.K. Plaksin, Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft - PJSC TATNEFT

E-mail: razrab_pr5@tatnipi.ru

I.N. Muzovatkin, Chief of Sector, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft - PJSC TATNEFT

E-mail: razrab_geo3@tatnipi.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич

423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32

тел.: 8(85594) 78-641

e-mail: arslan@tatnipi.ru