

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

УДК 622.276

Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин

Р.Ф. Якупов¹, В.Ш. Мухаметшин², И.Н. Хакимзянов^{3*}, В.Е. Трофимов⁴

¹ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

²Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

⁴ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Выполнен анализ выработки участков горизонта D3ps терригенной толщи девона Шкаповского месторождения, имеющих долю контактных зон более 78%, который показал, что эксплуатация залежей вертикальными и наклонными скважинами является низкорентабельным. Проведенные исследования свидетельствуют, что выработка запасов по объекту происходит по высокопроницаемым прослоям, расположенным в подошвенной части. Построение секторных геолого-гидродинамических моделей показало детальное распределение остаточных запасов нефти по площади и разрезу на участках с низкими значениями выработки.

При анализе параметров работы скважин с горизонтальным окончанием (СГО) выявлено, что отбор подвижных запасов нефти, локализованных в объеме, ограниченном плоскостью начального водонефтяного контакта и поверхностью, образуемой поднятием водонефтяного контакта при подтягивании конуса воды к СГО, сопоставим с периодом достижения обводненности 95%. Для расчета подвижных запасов нефти в области формирования конуса воды использован объемный метод. Рекомендовано бурение СГО в качестве эффективного метода довыработки остаточных запасов нефти на месторождениях со схожими геолого-физическими условиями.

Ключевые слова: скважина, водонефтяная зона, выработка запасов нефти, конусообразование, водонасыщенность

Для цитирования: Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Трофимов В.Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), с. 55-61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

Обзор литературы, посвященной анализу разработки нефтяных месторождений России (Баймухаметов и др., 2005; Мухаметшин, 2017; 2018; Мухаметшин и др., 2018) показывает, что большая часть залежей нефти, сосредоточенная в терригенных коллекторах, находится на поздней стадии. Среди них залежи терригенного девона, приуроченные к Южно-Татарскому своду. Ярким представителем этой группы объектов является Шкаповское нефтяное месторождение. Объекты разработки девонской толщи характеризуются высокими значениями коэффициента извлечения нефти (КИН) – более 0,5, и высокой обводненностью – более 97,5%. Анализ выработки запасов нефти по разрезу и по площади, выделение и локализация остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки позволят тиражировать этот опыт на других крупных и уникальных месторождениях нефти. Приоритетной задачей исследований в этой области является обоснование технологических решений повышения степени выработки подвижных запасов нефти в текущих экономических условиях.

На Шкаповском месторождении выделено восемь объектов разработки. Основными объектами являются терригенные пласты девона – D3ps и D2vor-ard. На их

долю приходится 97,5% (пласт D3ps – 61,7%, пласт D2vor-ard – 35,8%) начальных извлекаемых запасов нефти месторождения.

Пласт D3ps характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость – 20%, проницаемость – до 0,4 мкм². Коллектор насыщен маловязкой нефтью, с высоким газосодержанием и давлением насыщения нефти газом. Проектное значение КИН составляет 0,554. Геологическое строение объектов, фациальные особенности развития, физико-химические свойства насыщающих их флюидов достаточно детально описаны в научной литературе (Баймухаметов и др., 2005; Лозин, 1971; Андреев и др., 1996; Лозин и др., 2017). Отбор от начальных извлекаемых запасов по девонским терригенным объектам составляет более 95% при текущей обводненности более 97,7%, что свидетельствует о высокой степени выработки запасов нефти. В условиях Шкаповского месторождения основной причиной снижения текущей рентабельности разработки является высокий текущий водонефтяной фактор. Отбор большого объема воды требует затрат на транспортировку, подготовку и закачку попутно-добываемой воды.

Целью исследования является поиск технологических решений, которые позволят обеспечить достижение утвержденного КИН, с учетом основных условий – отбора остаточных запасов нефти и рентабельности добычи нефти.

* Ответственный автор: Ильгизар Нургизарович Хакимзянов
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

© 2019 Коллектив авторов

Для достижения поставленной цели – обоснования мероприятий по достижению проектного КИН при условии рентабельности – необходимо решение ряда задач:

- анализ технологических показателей выработки запасов нефти водонефтяных зон (ВНЗ) и участков терригенной толщи девонских отложений, геолого-промысловый анализ для локализации зон сосредоточения остаточных запасов нефти (ОИЗ);

- обзор применяемых технологий и обоснование метода повышения степени выработки ВНЗ;

- оценка эффективности внедрения технологии на основе параметров работы скважин, расчет технико-экономических показателей варианта разработки залежи с применением предлагаемой технологии.

Методы решения поставленных задач определены в соответствии с областью исследований. Гидродинамические, промысловые и геофизические исследования проведены с использованием стандартной аппаратуры. Объектами исследований явились добывающие и нагнетательные скважины Шкаповского нефтяного месторождения.

Показатели выработки запасов нефти по месторождению свидетельствуют о высокой технологической эффективности системы разработки месторождения. Разработка ведется с 1955 г. Первой скважиной, начавшей эксплуатацию объекта D3ps, является скв. № 3ШКА с начальным дебитом безводной нефти 52,7 т/сут. В дальнейшем залежь пласта D3ps была разбурена по сетке 400×400 м. В эксплуатации на нефть состояло 730 скважин, в нагнетании – 216 скважин. Начиная с 1956 г. на объекте было реализовано искусственное заводнение. Опыт более чем 60 лет разработки доказал высокую эффективность системы заводнения. Увеличение отборов жидкости, постепенная поэтапная интенсификация технологических параметров в сочетании с усилением системы заводнения, позволили с 1955 по 1970 гг. поддерживать годовую добычу нефти на уровне более 5 млн т. За этот период отобрано 118,1 млн т, что составляет более 75 % от текущей накопленной добычи по месторождению.

Динамику добычи нефти можно считать классической, в которой четко выделяются все четыре стадии разработки. Для залежей таких размеров и запасов поддержание высокого уровня добычи нефти в течение длительного времени было правильным, обоснованным и свидетельствует об эффективности технологии разработки. Самым веским доказательством справедливости вывода об эффективности реализованной системы разработки является высокая нефтеотдача; текущий КИН по объекту D3ps равен 0,536 (Баймухаметов и др., 2005; Лозин, 1971; Андреев и др., 1996; Лозин и др., 2017; Борисов и др., 1964; Чекушин и др., 2015). Основополагающими были приняты такие принципиальные решения, как разбуривание ВНЗ и отделение их от основных залежей рядами нагнетательных скважин.

В процессе усиления системы заводнения рядами нагнетательных скважин по объекту D3ps было выделено семь блоков (рис. 1). Блоки характеризовались разной величиной нефтенасыщенных толщин, наличием водонефтяных зон, чисто нефтяных зон (ЧНЗ). Высокие значения текущих КИН (0,603-0,646) достигнуты по блокам центральной части залежи пласта D3ps, что обусловлено перетоками между блоками. Их формирование разрезающими рядами нагнетательных скважин было закончено только в 1978 г., т.е. через 23 года с начала разработки.

Для решения задачи по локализации зон сосредоточения остаточных запасов нефти проведен анализ геолого-промысловой информации, выполнено картопостроение, проведена оценка выработки запасов нефти по территориально обособленным участкам залежи (рис. 1). При выделении участков принимались во внимание этапы разбуривания, формирования системы поддержания пластового давления, текущее состояние разработки, а также особенности геологического строения. Однако такое деление не позволило корректно локализовать ОИЗ из-за возможных перетоков нефти между блоками при формировании системы разработки объекта.

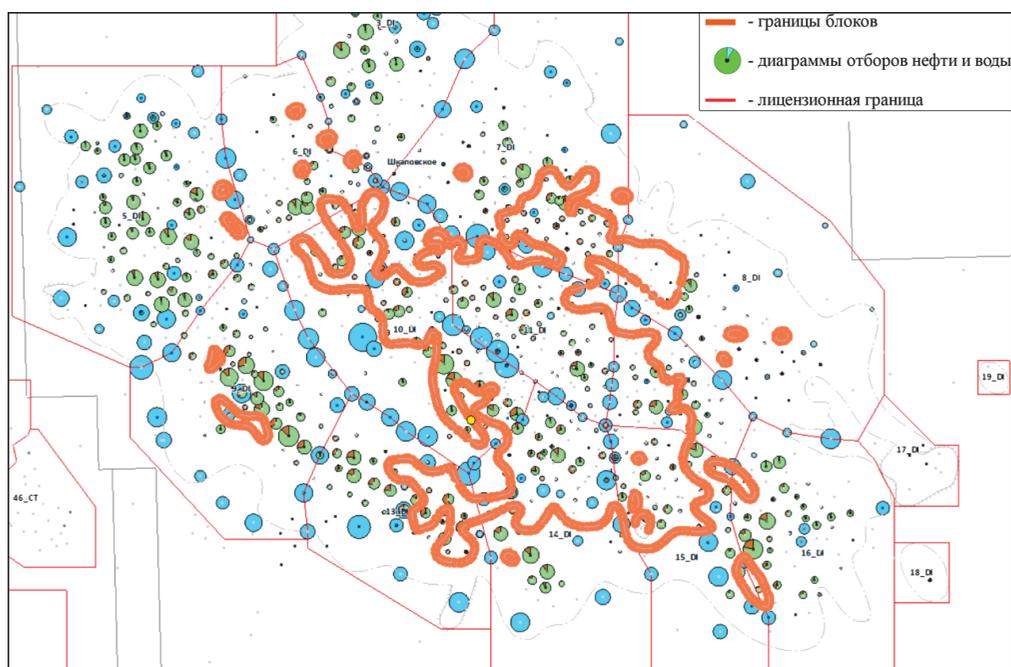


Рис.1. Схема разделения на блоки залежи пласта D3ps

По этой причине был выполнен переход к более крупным ячейкам для проведения анализа – по ВНЗ и ЧНЗ. Зоны ЧНЗ локализируются в центральной части объекта и характеризуются наиболее высокими геолого-физическими характеристиками. Общая нефтенасыщенная площадь составляет 183297 тыс. м², при этом на долю ЧНЗ приходится 22% площади, на долю ВНЗ – 78%. Сетка скважин наиболее плотно разбурена в ЧНЗ – 11,3 га/скв, при этом удельная добыча нефти достигла 162 тыс. т/скв. Плотность сетки скважин в ВНЗ составляет 24,5 га/скв, удельная добыча нефти – 120,0 тыс. т/скв. Накопленная добыча нефти объекта на 01.01.2017 г. составляет 99924 тыс. т, из них в ВНЗ – 50619 тыс. т (50,6%).

Проведена оценка охвата пласта выработкой по разрезу. Нефтенасыщенный коллектор объекта D3ps был выявлен в 1076 скважинах, из которых 725 состояли в добыче. Степень вскрытия нефтенасыщенной толщины перфорацией невысокая, в среднем по объекту составляет 0,6 д. ед., что связано со значительными ВНЗ.

Для контроля выработки в скважинах объекта проведено 62 исследования по определению профиля притока и 769 по определению профиля приемистости. Охват добывающего фонда исследованиями составил 10%, нагнетательного – 87,4%.

По добывающим и нагнетательным скважинам проанализированы результаты проведенных промыслово-геофизических исследований, например, коэффициент работающих толщин, определяемый как отношение работающей толщины к интервалу перфорации, составил в среднем 84% (рис. 2). Выявлена опережающая выработка

средней и нижней частей пласта, что связано с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Проведенные исследования по определению остаточной нефтенасыщенности и интервалов притока свидетельствуют о выработке запасов в высокопроницаемых прослоях, расположенных в подошвенной части.

Принципиальные решения по рациональной доработке залежей крупного нефтяного месторождения системами СГО представлены в работах (Лозин и др., 2017; Чекушин и др., 2015; Рогачев и др., 2018; Хакимзянов и др., 2011; Bin Liu et al., 2013; Chen Huabin et al., 2016; Hector Ngozi Akangbou et al., 2017; Márton L. Szanyi et al., 2018; Moudi Al-Ajmi et al., 2017).

Для решения поставленных задач проведено построение секторных геолого-гидродинамических моделей, позволяющих детализировать распределение запасов нефти по площади участков с низкими значениями выработки и оценить локализацию по разрезу с учетом накопленного объема геолого-промысловой информации (рис. 3).

По результатам расчетов выявлен ряд преимуществ от применения СГО относительно реализованной ранее системы разработки с бурением наклонно-направленных скважин (ННС):

- продуктивность СГО в 5 раз выше по сравнению с ННС; в условиях активного притока подошвенных вод возможно кратное снижение депрессии с целью предупреждения конусообразования и обводнения скважин;
- дренирование большей в 3 раза площади влечет за собойкратно большую накопленную добычу за прогнозный период;

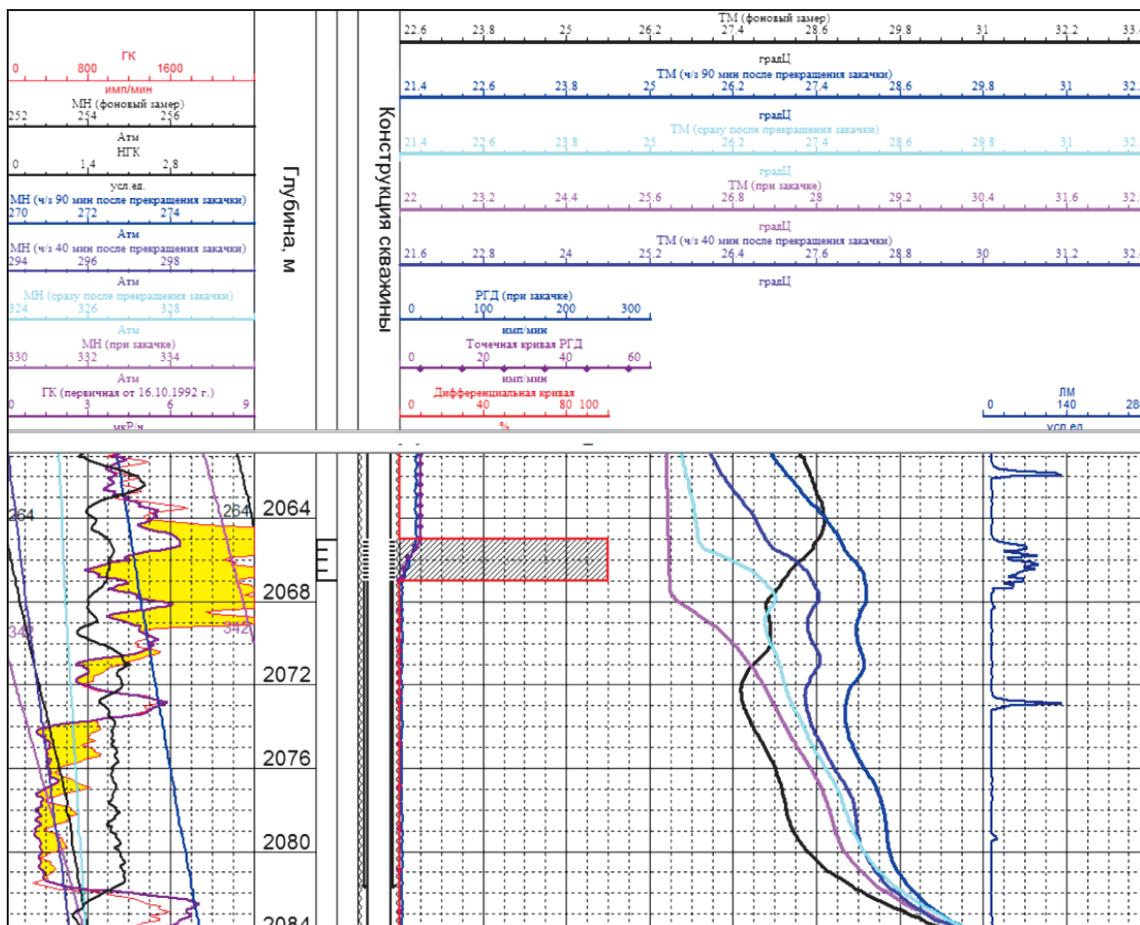


Рис. 2. Профиль приемистости по пласту D3ps

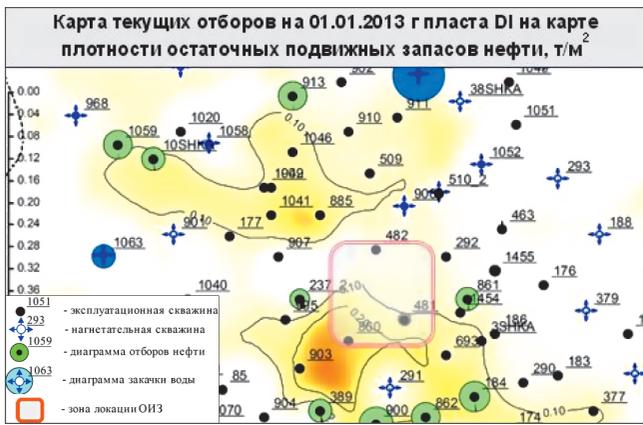


Рис. 3. Результаты расчета зон локализации ОИЗ на залежи пласта D3ps

- проводка в прикровельной, сравнительно низкопроницаемой зоне позволяет эффективно выработать недраенируемые запасы при разработке объекта СГО.

В совокупности данные факторы приводят к росту накопленной добычи скважины при сопоставимых затратах на бурение, что увеличивает рентабельность бурения и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием.

Утверждение о локализации нефти в прикровельной зоне и верхних низкопроницаемых пропластках подтвердилось результатами бурения пилотных условно-горизонтальных стволов (УГС) для СГО (рис. 4).

Техническое выполнение проводки УГС в коридоре, ограниченном мощностью до 3 м, стало возможным с помощью современного навигационного оборудования.

Всего за период 2012-2018 гг. на водонефтяные зоны пласта D3ps пробурены три СГО. Все скважины характеризуются значительными начальными дебитами нефти (28-82,6 т/сут). Показатели работы скважин представлены в табл. 1.

Текущие дебиты нефти по скважинам составляют в среднем 8,2 т/сут при обводненности 98,3%. Основным фактором снижения дебитов нефти в процессе эксплуатации по всем СГО является рост обводненности продукции. Мониторинг рентабельности эксплуатации пробуренных СГО показывает положительное значение, что подтверждает первоначальные расчеты эффективности инвестиций предприятия в бурение СГО на Шкаповском месторождении.

Очевидно, что в первые дни эксплуатации в зоне дренирования СГО, пробуренной в водонефтяной зоне пласта, образуется воронка депрессии (рис. 5).

Время достижения предельной обводненности определяется периодом, необходимым для отбора запасов нефти,

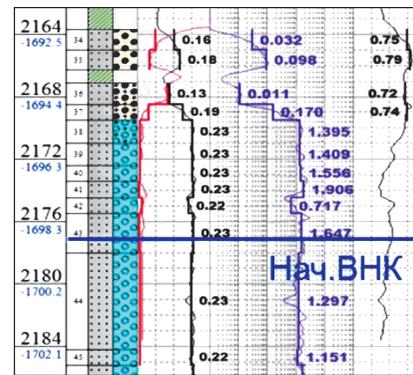


Рис. 4. Результаты оценки нефтенасыщенности по разрезу пласта D3ps в пилотном УГС скв. № 1611л

локализованных в объеме, ограниченном плоскостью начального водонефтяного контакта (ВНК) и поверхностью, образуемой поднятием ВНК при формировании конуса воды. Для расчета подвижных запасов нефти, отбираемых при распространении конуса воды с основанием 20, 40, 60 м, использован объемный метод. Рассчитан геометрический объем конуса воды, и получены подвижные запасы нефти в объеме конуса. В табл. 2 приведены результаты расчета для СГО № 1611Г Шкаповского месторождения длиной 300 м, пробуренной в кровле нефтенасыщенной части пласта мощностью 3 м.

Можно предположить, что при поднятии конуса воды обводненность скважинной продукции из УГС составит более чем 95%. Это подтверждается промысловыми данными по СГО № 1611Г. Накопленный отбор нефти при достижении обводненности 95% составил 2,2 тыс. т. Таким образом, можно предположить, что размер основания конуса составляет 60 м.

Проведенные расчеты на секторных гидродинамических моделях пластов девона позволили оценить эффективность применения СГО и ННС на водоплавающих залежах девона Шкаповского месторождения.

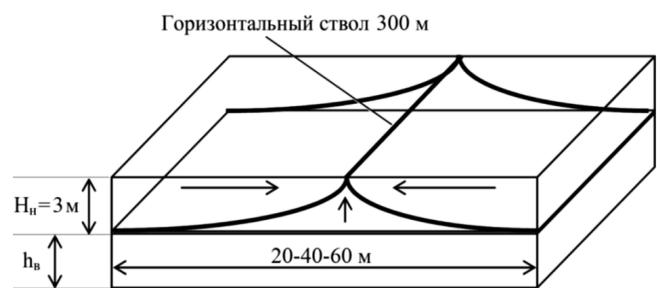


Рис. 5. Схема поднятия поверхности ВНК в зоне дренирования СГО

Номер скв.	Год ввода	Дебит нефти, т/сут		Дебит жидкости, т/сут		Обводненность, %		Накопленная добыча, тыс. т	
		Начальный	Текущий	Начальный	Текущий	Начальная	Текущая	нефти	жидкости
1611г	2014	82,6	7,5	441	540	78,4	98,6	15,7	641,5
1530г	2015	28,5	7,4	889	472	96,3	98,0	10,6	681,9
1514г	2015	36,8	9,8	551	613	92,3	98,4	14,7	550,9
В среднем на 1 скв.		49,3	8,2	627,0	541,7	89,0	98,3	13,7	624,8

Табл. 1. Показатели работы новых горизонтальных скважин

Номер скважины	Размер основания конуса, м	Геометрический объем конуса, тыс. м ³	Пористость, д. ед.	K _{нн} , д. ед.	K _{пер} , д. ед.	Плотность нефти, т/м ³	Геологические запасы, тыс. т	Подвижные запасы, тыс. т
1611Г	20	7,7	0,20	0,88	0,901	0,863	1,1	0,7
	40	15,5					2,1	1,4
	60	23,2					3,2	2,2

Табл. 2. Результаты расчета подвижных запасов нефти в объеме конусообразования скв. № 1611Г Шкаповского месторождения

На рис. 6 приведено распределение нефтенасыщенности в прискважинной зоне в результате образования конуса воды для пласта с нефтенасыщенной мощностью 12 м для горизонтального и вертикального способа заканчивания скважины при достижении отбора нефти 10 тыс. т. Отмечаются более благоприятные условия в части динамики подъема ВНК для СГО.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что бурение СГО в геологических условиях девонских отложений Шкаповского месторождения снижает интенсивность процесса конусообразования, что положительно отражается на величине накопленных отборов скважин.

Как показали расчеты, проведенные на секторных геолого-технологических моделях, значение прогнозной накопленной добычи нефти должно составить 50 тыс. т. Таким образом, ожидаемые показатели накопленной добычи нефти находятся на границе минимальных значений для обеспечения рентабельности при текущих макроэкономических условиях.

Для сравнения эффекта бурения СГО на Шкаповском месторождении проанализирована работа скважин-аналогов, пробуренных в схожих геологических условиях на Троицком, Белебеевском и Знаменском месторождениях на пласт D3ps и D2vor-ard. Показатели эффективности добычи нефти на рассматриваемых скважинах представлены на рис. 7.

Динамика работы скважин Шкаповского месторождения и скважин-аналогов идентична и характеризуется высокими стартовыми дебитами нефти 87 и 101 т/сут, соответственно, а также дальнейшим резким снижением по причине подтягивания подошвенной воды. Темп падения дебита нефти в первый год 77 и 84%, соответственно.

Оценка технологической эффективности предлагаемых решений выполнена по объекту разработки D3ps Шкаповского месторождения в целом с использованием гидродинамической модели. Расчеты показывают существенные убыточные значения рентабельности при



Рис. 7. Сопоставление показателей эффективности бурения горизонтальных скважин на пласт D3ps Шкаповского месторождения и месторождений аналогов

полной реализации бурения проектного фонда скважин девонских объектов Шкаповского месторождения на остаточные запасы нефти.

Вариант разработки объекта D3ps с бурением 12 СГО и добычей 50 тыс. т на одну скважину, по сравнению с вариантом реализации 21 наклонно-направленной скважины и добычей 20 тыс. т на 1 скв., обеспечивает достижение по объекту максимального КИН 0,55 д. ед. и увеличение накопленного чистого дисконтированного дохода на 871 млн руб. за проектный период разработки.

В качестве перспективы предлагается внедрение метода довыработки остаточных запасов нефти на объектах разработки терригенной толщи девона месторождений, приуроченных к Южно-Татарскому своду, таких как Серафимовское, Туймазинское, Абдуловское. По предварительной оценке объем внедрения метода на залежах с подстилающей водой составляет более 100 скважин.

Обобщение результатов исследования позволило сделать следующие выводы:

1. Анализ выработки запасов нефти пласта D3ps по площади и разрезу на основе данных геолого-промышленного анализа выявил опережающую выработку в средней и нижней частях пласта, что связано с более высокими ФЕС, и локализацию ОИЗ в кровельной части пласта.

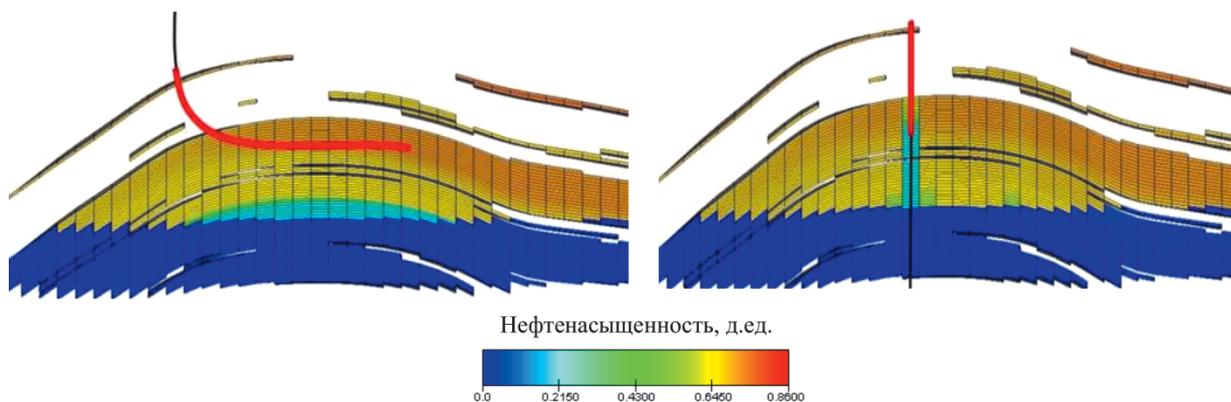


Рис. 6. Распределение нефтенасыщенности в результате образования конуса воды для СГО и ННС

2. Построение секторных геолого-гидродинамических моделей показало детальное распределение остаточных запасов нефти по площади и разрезу на участках с низкими значениями выработки. Бурение скважин подтвердило первоначальные выводы.

3. Выявлено, что отбор подвижных запасов нефти, локализованных в объеме, ограниченном плоскостью начального ВНК и поверхностью, образуемой поднятием ВНК при подтягивании конуса воды к СГО, сопоставим с периодом достижения обводненности 95%. Для расчета подвижных запасов нефти в области формирования конуса воды использован объемный метод.

4. Показатели работы СГО Шкаповского месторождения сопоставимы с СГО, пробуренными на объектах месторождений аналогов, и характеризуется высокими (до 82 т/сут) стартовыми дебитами нефти. Негативным фактором является резкое снижение дебита нефти по причине подтягивания подошвенной воды. Темп падения дебита нефти в первый год составляет более 70%.

5. Расчеты вариантов разработки по пласту D3ps показывают, что достижение максимального КИН обеспечивается бурением 21 СГО и удельной добычей нефти 50 тыс. т против 12 наклонно-направленных скважин с удельной добычей нефти 20 тыс. т. Применение СГО увеличивает накопленный чистый дисконтированный доход на 871 млн руб. за проектный период разработки.

6. Предложено на месторождениях, аналогичных по геолого-промысловым характеристикам, бурение СГО в качестве эффективного метода довыработки контактных запасов нефти.

Важной задачей является научное обоснование рациональных темпов доработки ВНЗ с помощью СГО путем оптимизации технологических режимов эксплуатации указанных скважин и их размещения, позволяющих обеспечить рентабельность извлечения ОИЗ.

Литература

- Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Давыдов В.П. (1996). Перспективы применения горизонтальных скважин на месторождениях НГДУ «Ишимбайнефть». *Нефтепромысловое дело*, 2, с. 12-14.
- Баймухаметов К.С., Лозин Е.В., Попов А.М. (2005). Проектирование и основные результаты разработки Шкаповского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 59-63.
- Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. (1964). Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Изд. Недр, 154 с.
- Лозин Е.В. (1971). О продуктивности скважин Шкаповского месторождения на поздней стадии разработки. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 44-49.
- Лозин Е.В., Ахмеров Р.З. (2017). Уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения. Уфа: БашНИПИнефть, 371 с.
- Мухаметшин В.В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), с. 117-124.
- Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), с. 30-36.

Мухаметшин В.В. (2017). Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(7), с. 40-50.

Рогачев М.К., Мухаметшин В.В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, с. 275-280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.

Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. (2011). Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений. Казань: Фэн, 320 с.

Чекушин В.Ф., Ганеев А.И., Лозин Е.В. (2015). Доработка залежей крупного нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 82-85.

Bin Liu, Shiqing Cheng, Xiangrong Nie, Yongjie Zhao. (2013). Evaluation of damage to horizontal wells through equivalent horizontal well length. *Petroleum Exploration and Development*, 40(3), pp. 378-382. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60046-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60046-4)

Chen Huabin, Tang Kai, Chen Feng, Chen Jianbo, Li Benchu, Ren Gouhui. (2016). Oriented cluster perforating technology and its application in horizontal wells. *Natural Gas Industry B*, 3(5), pp. 439-444. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.09.001>

Hector Ngozi Akangbou, Martin Burby, Ghasem Nasr. (2017). Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 128-136. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.005>

Márton L. Szanyi, Casper S. Hemmingsen, Wei Yan, Jens H. Walther, Stefan L. Glimberg (2018). Near-wellbore modeling of a horizontal well with Computational Fluid Dynamics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 160, pp. 119-128. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.011>

Moudi Al-Ajmi, Bader Al-Azmi, Roberto Peña, Drew Hembling (2017). Improvement in Horizontal Well Drilling Efficiency Increases Oil Production in North Kuwait. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*, Kuwait City, Kuwait, 23 p. <https://doi.org/10.2118/187568-MS>

Сведения об авторах

Рустем Фазылович Якупов – заместитель начальника управления по разработке месторождений ООО «Башнефть-Добыча», аспирант Уфимского государственного нефтяного технического университета
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1

Вячеслав Шарифуллович Мухаметшин – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, директор, Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском
Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, д. 54а

Ильгизар Нургизарович Хакимзянов – доктор тех. наук, зав. лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», профессор, Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 40
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru, тел: +7(85594)78-741

Виктор Евгеньевич Трофимов – сотрудник ООО «БашНИПИнефть»
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

Статья поступила в редакцию 19.09.2018;
Принята к публикации 04.02.2019;
Опубликована 01.09.2019

Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells

R.F. Yakupov¹, V.Sh. Mukhametshin², I.N. Khakimzyanov^{3*}, V.E. Trofimov⁴

¹Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russian Federation

²Oktyabrsky Branch of the Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russian Federation

³Institute TatNIPneft Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

⁴BashNIPneft LLC, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Ilgizar N. Khakimzyanov, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Abstract. An analysis was made of the development of sections of the D3ps formation of the Devonian terrigenous sequence of the Shkapovsky field, with a share of contact zones of more than 78%, which showed that the exploitation of deposits by vertical and deviated wells is unprofitable. Studies show that the development of reserves at the facility occurs along highly permeable interlayers located in the plantar. The construction of sectoral geological and hydrodynamic models showed a detailed distribution of residual oil reserves by area and section in areas with low production values.

When analyzing the parameters of the operation of wells with horizontal completion, it was found that the selection of mobile oil reserves localized in a volume limited by the plane of the initial oil-water contact and the surface formed by the rise of the oil-water contact when pulling the water cone to the wells with horizontal completion is comparable with the period of reaching a water cut of 95%. The volumetric method was used to calculate the moving oil reserves in the area of water cone formation. It is recommended to drill wells with horizontal completion as an effective method of additional production of residual oil reserves in fields with similar geological and physical conditions.

Keywords: well, oil-water contact, reserves recovery, coning, water saturation

Recommended citation: Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Trofimov V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 55-61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

References

- Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Davydov V.P. (1996). Perspektivy primeneniya gorizontaln'nykh skvazhin na mestorozhdeniyakh NGDU «Ishimbayneft'» [Prospects for the horizontal wells employment at the oilfields of Oil and Gas Producing department "Ishimbayneft"]. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield engineering*, 2, pp. 12-14. (In Russ.)
- Baymukhametov K.S., Lozin E.V., Popov A.M. (2005). Projektirovaniye i osnovnyye rezul'taty razrabotki Shkapovskogo nefryanogo mestorozhdeniya [Designing and the basic results of Shkapovskoye petroleum deposit development]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 4, pp. 59-63. (In Russ.)
- Borisov Yu.P., Pilatovskiy V.P., Tabakov V.P. (1964). Razrabotka nefryanikh mestorozhdeniy gorizontaln'nyimi i mnogozaboynymi skvazhinami [Oil fields development by horizontal and multi-branch wells]. M.: Izd. Nedra, 154 p. (In Russ.)
- Lozin E.V. (1971). O produktivnosti skvazhin Shkapovskogo mestorozhdeniya na pozdney stadii razrabotki [On the Shkapovsk oil field wells productivity at the late stage of development]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 44-49. (In Russ.)
- Lozin E.V., Akhmerov R.Z. (2017). Uroki razrabotki Shkapovskogo nefryanogo mestorozhdeniya [Lessons learned from the Shkapovsk oil field development]. Ufa: BashNIPneft', 371 p. (In Russ.)
- Mukhametshin V.V. (2018). Obosnovaniye trendov povysheniya stepeni vyrabotki zapasov nefiti nizhnemelovykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri na osnove identifikatsii ob'yektov [Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), pp. 117-124. (In Russ.)
- Mukhametshin V.V., Andreev V.E. (2018). Povysheniye effektivnosti otsenki rezul'tativnosti tekhnologiy, napravlennykh na rasshireniye ispol'zovaniya resursnoy bazy mestorozhdeniy s trudnoizvlekayemyimi

zapasami [Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), pp. 30-36. (In Russ.)

Mukhametshin V.V. (2017). Ustraneniye neopredelennostey pri reshenii zadach vozdeystviya na prizaboynuyu zonu skvazhin [Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(7), pp. 40-50. (In Russ.)

Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. (2018). Kontrol' i regulirovaniye protsessa solyanokislotoznoy vozdeystviya na prizaboynuyu zonu skvazhin po geologo-promyslovym dannym [Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data]. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 231, pp. 275-280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275. (In Russ.)

Chekushin V.F., Ganeev A.I., Lozin E.V. (2015). Dorazrabotka zalezhey krupnogo nefryanogo mestorozhdeniya s pomoshch'yu gorizontaln'nykh skvazhin [Last stage development of giant oil field by horizontal well systems]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 82-85. (In Russ.)

Bin Liu, Shiqing Cheng, Xiangrong Nie, Yongjie Zhao. (2013). Evaluation of damage to horizontal wells through equivalent horizontal well length. *Petroleum Exploration and Development*, 40(3), pp. 378-382. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60046-4

Chen Huabin, Tang Kai, Chen Feng, Chen Jianbo, Li Benchi, Ren Gouhui. (2016). Oriented cluster perforating technology and its application in horizontal wells. *Natural Gas Industry B*, 3(5), pp. 439-444. DOI: 10.1016/j.ngib.2016.09.001

Hector Ngozi Akangbou, Martin Burby, Ghasem Nasr. (2017). Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 128-136.

Márton L. Szanyi, Casper S. Hemmingsen, Wei Yan, Jens H. Walther, Stefan L. Glimberg. (2018). Near-wellbore modeling of a horizontal well with Computational Fluid Dynamics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 160, pp. 119-128.

Moudi Al-Ajmi, Bader Al-Azmi, Roberto Peña, Drew Hembling. (2017). Improvement in Horizontal Well Drilling Efficiency Increases Oil Production in North Kuwait. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, 15-18 October 2017*. Kuwait City, Kuwait, 23 p. DOI: 10.21118/187568-MS

About the Authors

Rustem F. Yakupov – Deputy Head of the Field Development Department, Bashneft-Dobycha LLC
30/1 Karl Marks st., Ufa, 450077, Russian Federation

Vyacheslav Sh. Mukhametshin – DCs (Geology and Mineralogy), Professor of the Department of Oil and Gas Fields Exploration and Development, Director, Oktyabrsky Branch of the Ufa State Petroleum Technological University
54a Devonsky st., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation

Ilgizar N. Khakimzyanov – DCs (Engineering), Head of the Laboratory, Oil Fields Development Department, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC, Professor of the Oktyabrsky Branch of the Ufa State Petroleum Technological University
40 M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru, tel: +7(85594)78-741

Viktor E. Trofimov – Researcher, BashNIPneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450006, Russian Federation

Manuscript received 19 September 2018;
Accepted 14 February 2019; Published 1 September 2019