SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ, БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЗНАМЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р. Ф. Якупов[1], Р. У. Рабаев[2], В. В. Мухаметшин*[2], Л. С. Кулешова[3], В. Е. Трофимов[4], Т. В. Позднякова[4], С. В. Попова[4]

[1]*ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия*

[2]*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

[3]*Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия*

[4]*ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия*

Analysis of the implemented development system effectiveness, horizontal wells drilling and well interventions in the conditions of carbonate deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye oil field

R. F. Yakupov[1], R. U. Rabaev[2], V. V. Mukhametshin*[2], L. S. Kuleshova[3], V. E. Trofimov[4], T. V. Pozdnyakova[4], S. V. Popova[4]

[1]*«Bashneft-Dobycha» LLC, Ufa, Russia*

[2]*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

[3]*Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in the city of Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia*

[4]*«RN-BashNIPIneft» LLC, Ufa, Russia*

ABSTRACT

The paper analyzes the implemented system for the oil deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye field development, as well as factors reducing its effectiveness, assessment of the features of the geological structure affecting oil production, and the development of proposals to improve the development system efficiency. It is noted that during the development of the field, the geological structure of the Tournaisian tier oil deposits has significantly changed because of the additional study of the development facility, the high efficiency of the use of horizontal wells has been confirmed. It shows an increase in the initial well flow rate and the specific accumulated oil production per meter of oil-saturated reservoir thickness, a decrease in the initial water content of well production, the growth rate of water content, a decrease in the accumulated oil-water factor for the first year of well operation, depending on the increase in the capacity of the bridge between the oil and water-saturated layers.

KEYWORDS

Oil reserves production;
Bridge;
Oil recovery factor;
Oil-water factor;
Well.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В настоящее время значительная выработка высокопродуктивных терригенных отложений [1-7] ведет к смещению акцентов в сторону повышения эффективности разработки и выработки запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых карбонатных отложениях, в т.ч. пластах турнейского яруса [8-13].

На большинстве месторождений платформенного типа наибольшее количество начальных запасов было сосредоточено в терригенных отложениях, наиболее распространенных по площади, характеризующихся высокой продуктивностью, эффективной разработкой и высокой степенью выработки запасов [14-20]. Карбонатные отложения на этих месторождениях были вовлечены в разработку в меньшей степени. В связи с истощением запасов в терригенных коллекторах, работа с карбонатными объектами является одной из приоритетных задач, решаемой с целью поддержания уровня добычи нефти на месторождениях [21-27]. Поэтому весь накопленный опыт по разработке карбонатных коллекторов, инструменты повышения эффективности работы скважин, выработки пластов таких объектов имеет большое значения для тиражирования, учета при формировании подходов к разработке аналогичных отложений [28-34].

Весомый вклад в копилку идей, направленных на повышение эффективности выработки текущих запасов углеводородов и их реализацию, внесло Знаменское нефтяное месторождение, расположенное на юго-запа-

**E-mail:* vv@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400788

де республики и приуроченное к прикупольной части Южно-Татарского свода.

Знаменское месторождение является одним из немногих месторождений платформенного типа Башкортостана, на котором большая часть запасов сосредоточена в карбонатных коллекторах турнейского яруса.

Основным продуктивным пластом является C1ksl.1. Открытые в пределах данного пласта залежи УВ пластового типа, представлены переслаиванием пористых и плотных прослоев известняков. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет около 5 м, проницаемость 54·10-3 мкм^2. Нефть характеризуется повышенной вязкостью 9.1 мПа·с.

Турнейский ярус является основным объектом разработки на месторождении, содержит около 65% начальных геологических и извлекаемых запасов нефти месторождения. Разработка этого объекта была начата в 1960 году, к 1980-ым годам была сформирована площадная система разработки на основных залежах.

В конце прошлого века подходы к разработке турнейских отложений, в т.ч. реализованные на Знаменском месторождении, были таковы: залежи нефти разбуривались системой наклонно-направленных скважин по треугольной сетке, с расстояниями между забоями 350-400 метров. Следующим этапом шло формирование очагово-избирательной системы поддержания пластового давления.

К настоящему времени по турнейскому объекту Знаменского месторождения достигнут КИН, равный 0.269. Отобрано более половины НИЗ (62%), однако объект по-прежнему вмещает в себя значительные остаточные запасы углеводородов.

Реализованная система разработки, в сочетании с особенностями геологического строения турнейского яруса, определили основные проблемы эффективной разработки и выработки запасов.

Реализованное наклонно-направленное заканчивание добывающих и нагнетательных скважин предопределяло низкие начальные дебиты скважин по жидкости, высокую запускную и быстро прогрессирующую обводненность продукции.

Анализ причин характера обводнения скважин позволил предположить наличие интервалов трещиноватости непроницаемой перемычки коллектора, которые служат вертикальными проводящими каналами из нижнего водонасыщенного пласта C1ksl.2.

Другим негативным аспектом являлась недостаточная эффективность реализованной очаговой системы поддержания пластового давления, что выражалось в высоких значениях текущей и накопленной компенсации отбора закачкой на фоне сниженного пластового давления в зоне отбора добывающих скважин.

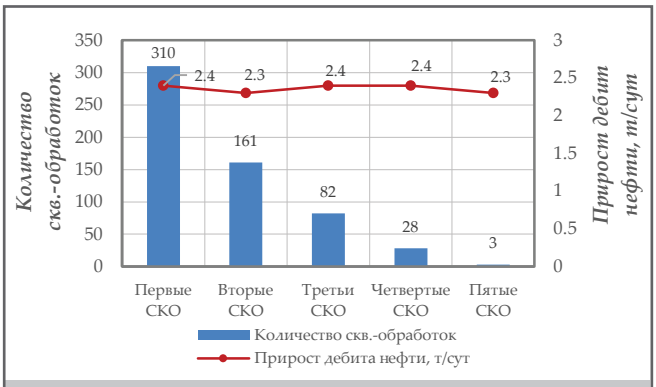

Рис. 1. Эффективность СКО при кратном применении

С учетом описанной выше проблематики, целью исследования являлся анализ разработки месторождения для изыскания способов и технологий повышения степени выработки запасов нефти.

Вопросами разработки залежей нефти турнейского яруса месторождений, приуроченных к Южно-Татарскому своду, занимались многие известные ученые и исследователи [35-43]. В этих работах рассмотрены особенности геологического строения карбонатов турнейского яруса Знаменского месторождения, приведены результаты анализа и обобщения результатов разработки турнейского яруса, дано научное обоснование использования при заводнении термальных вод девонских горизонтов, проанализировано циклическое заводнение и результаты бурения горизонтальных скважин. Представляет научный интерес оценка выдвинутых более 20 лет назад положений, выводов и результатов на современном этапе разработки.

На основе анализа результатов проведенных солянокислотных обработок (СКО), сделан вывод, что с увеличением кратности обработок наблюдается снижение ее эффективности. Получены зависимости увеличения прироста добычи после СКО снижением обводненности продукции и ростом нефтенасыщенной толщины пласта, количества прослоев, объема закачиваемой кислоты. Зависимости используются для подбора скважин-кандидатов. Однако в настоящее время нет единого критерия подбора скважин для СКО. При построении зависимости величины прироста после СКО от кратности проведения СКО явного роста не наблюдается (рис. 1). Опыт применения циклической закачки воды в пласт, применяемой на месторождении с 1995 г, показана ее эффективность. В настоящее время циклическая закачка на месторождении не осуществляется. Оценить ее эффективность затруднительно.

В последние годы реализуется комплекс мероприятий, включающий бурение скважин с горизонтальным окончанием, проведение ГРП, в т.ч. в ГС, и других ГТМ, создание новых очагов закачки воды, в т.ч. в горизонтальные скважины, которые позволили существенно нарастить добычу и удерживать показатели разработки на высоком уровне.

Для анализа эффективности работы наклонно-направленных скважин (ННС) была построена карта распространения перемычки между нефтяным C1ksl.1 и водонасыщенным C1ksl.2 пластами (рис. 2). Анализ кернового материала, отобранного из интервала залегания перемычки в скважине №1733л1, показал, что ее фильтрационно-емкостные свойства крайне низки – среднее значение пористости составляет 7.6% (ниже граничного значения коллектора), проницаемости – до 2·10-3 мкм^2.

Распределение скважин месторождения, вскрывших объект, по группам в зависимости от толщины перемычки показало, что наибольшее распространение по площади имеет перемычка мощностью менее 2 м (38% всех скважин); а толщина перемычки менее 4 м встречается в 61% всех скважин.

Анализ работы 656 скважин турнейского яруса показал с ростом толщины перемычки:

– увеличение начального дебита скважин и удельной накопленной добычи нефти на метр нефтенасыщенной толщины пласта;

– снижение начальной обводненности продукции скважин, темпа роста обводненности, накопленного водонефтяного фактора за первый год работы (рисунок 3).

Отмечено, что эксплуатационные параметры скважин существенно ухудшаются при условии, если перфорация в процессе освоении добывающей скважины затрагивает перемычку между пластами. По 285 из 656 проанализированных добывающих скважин, где перемычка была частично либо полностью затронута перфорацией, темпы роста обводненности и ВНФ за первый год были существенно выше.

Начиная с 2013 года, на месторождении пробурены 44 добывающие горизонтальные скважины. Местоположение и направление горизонтальных стволов выбиралось с учетом локализации остаточных запасов нефти, оцененных по результатам геолого-гидродинамического моделирования, а также с учетом фактически пробуренных ННС и возможности создания с их использованием эффективной системы поддержания пластового давления.

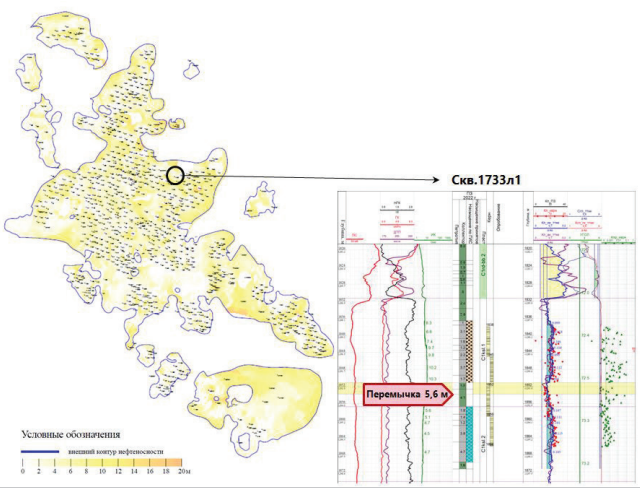

Рис. 2. Карта толщин перемычки

Сравнительный анализ работы скважин с традиционным (наклонно-направленным) и горизонтальным окончанием позволил сделать вывод о верном решении по переходу от системы ННС в пользу бурения ГС. В таблице 1 представлены результаты работы добывающих скважин

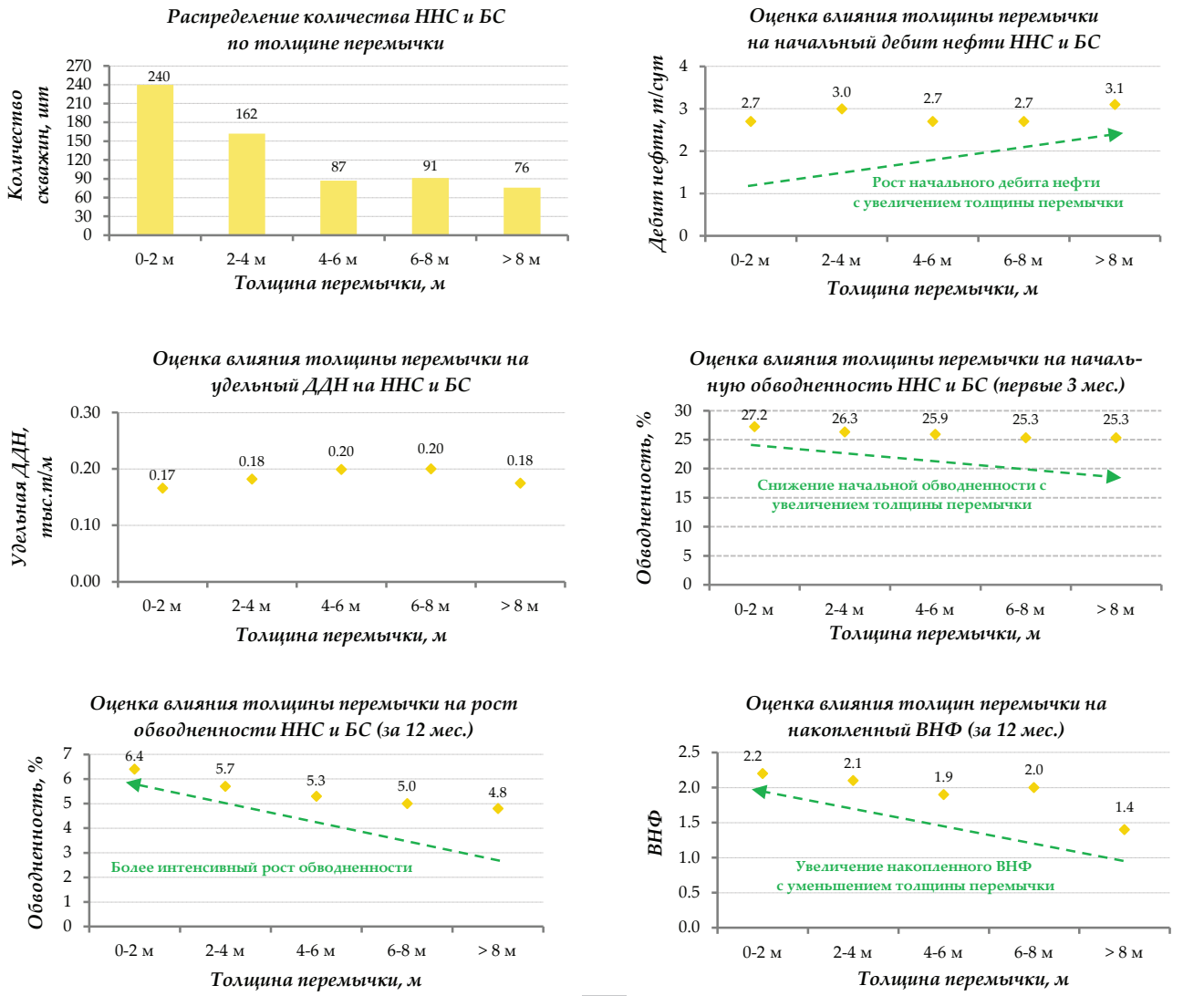

Рис. 3. Показатели работы групп наклонно-направленных скважин в зависимости от мощности перемычки

различного заканчивания. Видно, что начальные дебиты нефти и жидкости кратно выше, а некоторое увеличение значения обводненности может объясняться тем фактом, что ГС были пробурены в качестве уплотняющих скважин в уже затронутых процессом разработки частях залежи.

Текущие показатели в работе ГС также более благоприятны – существенно большая удельная годовая добыча, при более низком значении водонефтяного фактора.

В рамках оценки влияния характеристик механического напряжения пород был проведен анализ пространственного расположения горизонтальных стволов и его влияния на дополнительную добычу нефти. Для этого, все горизонтальные скважины были распределены по группам в зависимости от азимутального расположения (рис. 4, 5, табл 2, 3).

По результатам анализа отмечено незначительное увеличение накопленной добычи нефти в первый год работы по скважинам с расположением горизонтального ствола в направлении ЮЗ-СВ. На величину накопленной добычи нефти, главным образом, повлияла нефтенасыщенная мощность пласта в зоне проводки горизонтального ствола, что обусловлено величиной удельных запасов на скважину.

Наряду с бурением горизонтальных скважин, значительный вклад в поддержание уровня добычи нефти на месторождении является проведение соляно-кислотных обработок и кислотных гидравлических разрывов пласта (КГРП) без закрепления трещины проппантом.

Эффективность данных геолого-технических мероприятий также была проанализирована с учетом выделенной перемычки между пластами. Были рассмотрены следующие показатели эффективности КГРП: прирост дебита нефти, дополнительная добыча нефти, рост обводненности после КГРП. Проведенный анализ не позволил выявить надежные взаимосвязи между мощностью перемычки и показателями эффективности КГРП.

Таблица 1

Сопоставление результатов эксплуатации скважин

Показатели работы скважин	ГС	ННС
Начало эксплуатации, год	2013	1981
Средний начальный дебит нефти, т/сут	27.8	2.8
Средний начальный дебит жидкости, т/сут	41.4	4.0
Средняя начальная обводненность продукции, %	33.7	24.4
Фонд добывающих скважин, перебывавших в добыче, скв	44	619
Действующие в 2021 г. добывающие скважины, скв	35	239
Добыча нефти в 2021 г., тыс. т	87.4	180.4
Накопленная добыча нефти на 01.01.2022 г., тыс. т	747.7	11478.5
Удельная годовая добыча нефти в 2022 г., тыс. т/скв	2.5	0.7
Удельная накопленная добыча нефти на 01.01.2022 г., тыс. т/скв	17.0	18.5
Текущий ВНФ, т/т	1.1	1.5

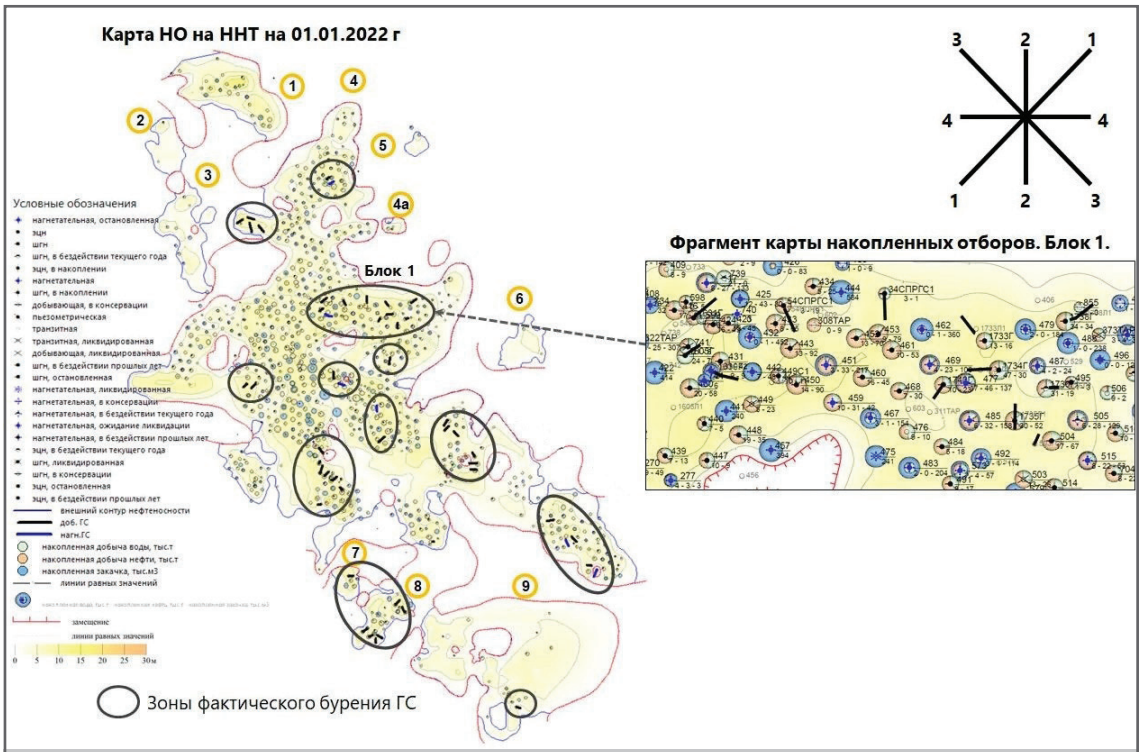

Рис. 4. Карта накопленных отборов

Таблица 2
Оценка зависимости эффективности ГС от направления по всем ГС

Направ-ление	Количество скважин	Средний начальный дебит нефти, т/сут	Средняя ДДН за первый год работы, тыс. т	Средняя нефтена-сыщенная толщина, м
1-1	20	26.5	5.6	6.7
2-2	8	23.6	4.6	6.3
3-3	13	23.3	3.3	5.9
4-4	10	23.3	5.5	6.5

Таблица 3
Оценка зависимости эффективности ГС от направления. Блок 1

Направ-ление	Количество скважин	Средний начальный дебит нефти, т/сут	Средняя ДДН за первый год работы, тыс. т	Средняя нефтена-сыщенная толщина, м
1-1	4	23.9	4.2	6.9
2-2	1	21.9	10.7	7.3
3-3	2	17.8	2.6	5.2
4-4	2	33.1	7.4	6.5

Ранее выдвинутый тезис об эффективности системы разработки турнейского яруса скважинами с горизонтальным окончанием подтвержден и проектно-техническом документе система разработки ННС заменена на систему ГС. Отмечено незначительное увеличение накопленной добычи нефти в первый год работы по скважинам с расположением горизонтального ствола в направлении ЮЗ-СВ. На величину накопленной добычи нефти, главным образом, повлияла нефтенасыщенная мощность пласта в зоне проводки горизонтального ствола, что обусловлено увеличением удельных запасов нефти на скважину.

Ключевым моментом с точки зрения повышения эффективности поддержания пластового давления на карбонатных коллекторах является понимание механизма вытеснения нефти водой.

Характерной особенностью заводнения залежей в карбонатных коллекторах является низкая эффективность заводнения, величина которой не превышает 40-45%, что требует поддержания высоких значений текущей компенсации отборов закачкой, достигающих сотен процентов. Это связано с уходом части закачиваемой воды в нижний водонасыщенный пласт C1ksl.2.

Из сопоставлений, представленных на рисунке 6, видно, что эффективность закачки растет с увеличением мощности перемычки, что позволяет рекомендовать формирование новых очагов заводнения на участках с максимальной толщиной перемычки.

Кроме того, на Знаменском месторождении имеется опыт заводнения с использованием горизонтальных скважин. По очагам ГС наблюдается более высокая эффективность заводнения и как следствие, меньшие значения компенсации (рис. 7).

В связи с этим, в разбуренных частях направление ГС рекомендуется выбирать с учетом пробуренного ранее фонда скважин для целей оптимального формирования системы ППД. В неразбуренных зонах формирование системы разработки должно проводиться с бурением самостоятельных нагнетательных скважин, что позволит в конечном итоге повысить эффективность системы заводнения по турнейскому объекту эксплуатации.

Одновременно с этим необходимо уточнять геологическое строение посредством бурения новых скважин, проведения комплекса ГИС, уточнения физико-химических свойств флюида, контроля за состоянием разработки месторождения и выработки запасов.

Аналогичный подход должен быть реализован на соседних месторождениях юго-восточного склона Южно-

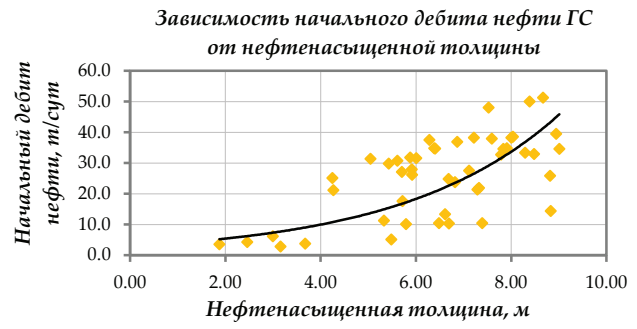

Рис. 5. Эффективность бурения ГС от направления

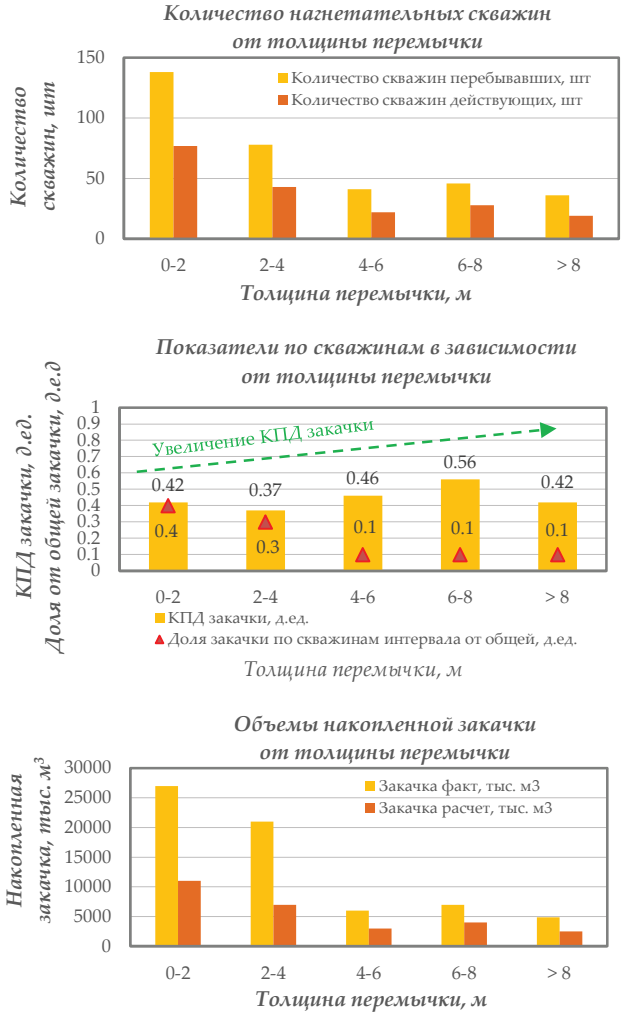

Рис. 6. Зависимость показателя эффективности системы ППД от мощности перемычки

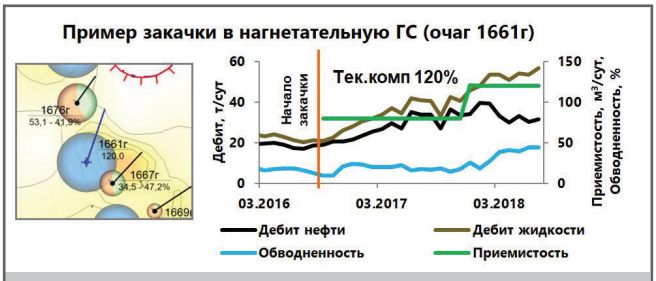

Рис. 7. Показатели работы скважин по очагу скв. № 1661 г.

Татарского свода, имеющих схожие по свойствам отложения турнейского яруса, что позволит существенно увеличить темпы выработки остаточных запасов. По аналогии с представленным в статье анализом влияния толщины перемычки на показатели работы добывающих скважин и эффективность реализуемой системы заводнения Знаменского месторождения, необходимо продолжить изучение вопроса совершенствования разработки карбонатных коллекторов на основе анализа геолого-промыслового материала соседних месторождений, таких как Абдулловское и Згурицкое.

Выводы

1. Обзор и оценка работ, посвященных Знаменскому месторождению, показали значительное изменение геологического строения залежей нефти турнейского яруса в результате доизучения объекта разработки, со временем отмечено нивелирование критериев оценки эффективности СКО, подтверждена высокая эффективность применения горизонтальных скважин.
2. Показано увеличение начального дебита скважин и удельной накопленной добычи нефти на метр нефтенасыщенной толщины пласта, снижение начальной обводненности продукции скважин, темпа роста обводненности, снижение накопленного водонефтяного фактора за первый год работы скважины в зависимости от увеличения мощности перемычки между нефтяным и водонасыщенным пластами.
3. Сформированная ранее система разработки турнейского яруса на Знаменском месторождении системой наклонно-направленных скважин характеризуется недостаточной эффективностью. Бурение новых уплотняющих ГС является наиболее эффективным инструментом довыработки остаточных запасов углеводородов и рекомендуется к дальнейшей реализации.
4. Проведенный анализ направления проводки горизонтального ствола скважины не установил четкой зависимости с величиной начального дебита и накопленных показателей. Отмечено незначительное увеличение накопленной добычи нефти в первый год работы по скважинам с расположением горизонтального ствола в направлении ЮЗ-СВ. На величину накопленной добычи нефти, главным образом, повлияла нефтенасыщенная мощность пласта в зоне проводки горизонтального ствола, что обусловлено увеличением удельных запасов нефти на скважину.
5. Бурение ГС и БГС рекомендуется в разбуренных и смежных с ними зонах вести в зонах с максимальными толщинами с учетом возможности использования пробуренного фонда скважин (как ННС, так и ГС) с целью создания эффективной системы ППД. Проведенный анализ эффективности геолого-технических мероприятий не выявил надежных взаимосвязей между мощностью перемычки и показателями эффективности ГТМ. Для повышения эффективности заводнения рекомендуется на новых не разбуренных площадях формирование системы ППД вести с использованием горизонтальных скважин.

Литература

1. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

2. Шахвердиев, А. Х. (2017). Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 2, 58-63.

3. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А., Столяров, В. Е. (2021). Актуальные вопросы и индикаторы цифровой трансформации нефтегазодобычи на заключительной стадии эксплуатации месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-13.

4. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Procceedings*, 1, 104-113.

5. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

6. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

7. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

8. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012081.

9. Ибрагимов, Н. Г., Мусабиров, М. Х., Яртиев, А. Ф. (2015). Опыт промышленной реализации импортозамещающих технологий интенсификации добычи нефти в ПАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 8, 86-89.

10. Закиров, С. Н., Индрупский, И. М., Закиров, Э. С. и др. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. *Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований*.

11. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.

12. Dubinskiy, G. S., Andreev, V. E., Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. V. (2020). Intensification of the gas inflow when bringing wells into production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012042.

13. Павловская, Е., Поплыгин, В. В., Иванов, Д. Ю., Елисеев, И. Ю. (2015). Эффективность кислотных обработок скважин, эксплуатирующих башкирские отложения на месторождениях Пермского края. *Нефтяное хозяйство*, 3, 28-30.

14. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

15. Муслимов, Р. Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, 30-35.

16. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

17. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.

18. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

19. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А. (2015). Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 6, 10-16.

20. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

21. Аржиловский, А. В., Гусева, Д. Н. (2016). Сравнение методов анализа выработки остаточных запасов. *Нефтепромысловое дело*, 10, 14-19.

22. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

23. Гусейнов, А. Г., Гусейнов, Е. А. (2021). Пути совершенствования инновационной деятельности на нефтегазодобывающих предприятиях. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-7.

24. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Chibisov, A. V., et al. (2020). Hydraulically perfect modes of injection of grouting mixtures when isolating absorbing formations. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 952, 012040.

25. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. SOCAR Proceedings, 3, 78-86.

26. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40–45.

27. Гасымов, А. А., Гаджиев, Г. Б. (2021). Оценка управления предприятиями нефтегазовой отрасли в современных экономических условиях. *SOCAR Proceedings*, 3, 100-105.

28. Akmetshina, D. I., Batalov, D. A., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Scientific and methodological basic principles for determining design of clay acid treatments applied to wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012056.

29. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.

30. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

31. Mukhametshin, V. G., Dubinskiy, G. S., Andreev, V. E., et al. (2021). Geological, technological and technical justification for choosing a design solution for drilling wells under different geological conditions. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012061.

32. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

33. Yaskin, S. A., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Geological and technological justification of the bottomhole zone treatment of wells and formations of the Langepas group of fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012073.

34. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

35. Червякова, А. Н., Зубик, А. О., Душин, А. С. и др. (2017). Методические подходы, опыт и перспективы разработки залежей турнейского яруса горизонтальными скважинами на Знаменском нефтяном месторождении. *Нефтяное хозяйство*, 10, 33-35.

36. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш. (2013). Вопросы эффек¬тивности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 12, 106-110.

37 Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

38. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). Differential impact on wellbore zone based on hydrochloric-acid simulation. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012069.

39. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

40. Кудаярова, А. Р., Рыкус, М. В., Кондратьева, Н. Р. и др. (2015). Методика моделирования турнейских карбонатных отложений Знаменского месторождения Башкортостана. *Нефтяное хозяйство*, 1, 18-20.

41. Кудаярова, А. Р., Рыкус, М. В., Душин, А. С. (2016). Седиментационные модели и промысловые свойства верхнетурнейских карбонатных отложений Южно-Татарского свода платформенной Башкирии. *Нефтегазовое дело*, 14(1), 20-29.

42. Мерзляков, В. Ф., Волочков, Н. С., Попов, А. М. (2003). Разработка залежей нефти в карбонатных коллекторах Знаменского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 3, 51-53.

43. Аминева, Г. Р., Дворкин, А. В., Бурикова, Т. В. и др. (2018). Особенности микропоровых пород и их выделение в разрезе скважин по данным изучения керна и геофизических исследований скважин. *Нефтяное хозяйство*, 6, 58-61.

References

1. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

2. Shakhverdiev, A. Kh. (2017). Some conceptual aspects of systematic optimization of oil field development. *Oil Industry*, 2, 58-63.

3. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A., Stolyarov, V. E. (2021). Current issues and indicators of digital transformation of oil and gas production at the final stage of field operation. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-13.

4. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Procceedings*, 1, 104-113.

5. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

6. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

7. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

8. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012081.

9. Ibragimov, N. G., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F. (2015). Tatneft''s experience in commercialization of import-substituting well stimulation technologies. *Oil Industry*, 8, 86-89.

10. Zakirov, S. N., Indrupsky, I. M., Zakirov, E. S., et al. (2009). New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. *Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research*.

11. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

12. Dubinskiy, G. S., Andreev, V. E., Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. V. (2020). Intensification of the gas inflow when bringing wells into production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012042.

13. Pavlovskaia, E., Poplygin, V. V., Ivanov, D. Yu., Eliseyev, I. Yu. (2015). Effectiveness of acidizing in bashkir deposits of Perm region. *Oil Industry*, 3, 28-30.

14. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

15. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.

16. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

17. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize KIN. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.

18. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

19. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A. (2015). Modern scientific and technological revolution and a paradigm shift in the development of hydrocarbon resources. *Problems of Economics Project: Digital Fields and Wells*, 6, 10-16.

20. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

21. Arzhilovsky, A. V., Guseva, D. N. (2016). Comparison of the methods applied to analyze the residual resources recovery. *Oilfield Engineering*, 10, 14-19.

22. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

23. Huseynov, A. G., Huseynov, E. A. (2021). The expansion of innovative activity on rise of oil production enterprises in Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-7.

24. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Chibisov, A. V., et al. (2020). Hydraulically perfect modes of injection of grouting mixtures when isolating absorbing formations. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012040.

25. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

26. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

27. Gasimov, A. A., Hajiyev, G. B. (2021). On management evaluation of oil-gas industry enteprises in modern economic condition. *SOCAR Proceedings*, 3, 100-105.

28. Akmetshina, D. I., Batalov, D. A., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Scientific and methodological basic principles for determining design of clay acid treatments applied to wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012056.

29. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns – an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.

30. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.

31. Mukhametshin, V. G., Dubinskiy, G. S., Andreev, V. E., et al. (2021). Geological, technological and technical justification for choosing a design solution for drilling wells under different geological conditions. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012061.

32. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L.S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

33. Yaskin, S. A., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Geological and technological justification of the bottom-hole zone treatment of wells and formations of the Langepas group of fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012073.

34. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

35. Chervyakova, A. N., Zubik, A. O., Dushin, A. S., et al. (2017). Methodological approaches, experience and prospects of tournaisian stage oil deposits development by horizontal wells at Znamenskoye oil field. *Oil Industry*, 10, 33-35.

36. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh. (2013). Problem of efficiency of low-productivity carbonate reservoir development on example of Turnaisian stage of Tuymazinskoye field. *Oil Industry*, 12, 106-110.

37. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

38. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). Differential impact on wellbore zone based on hydrochloric-acid simulation. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012069.

39. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

40. Kudayarova, A. R., Rykus, M. V., Kondrateva, N. R., et al. (2015). Methods of geological and hydrodynamic modeling tournaisian carbonate deposits of Znamenskoye field (the Republic of Bashkortostan). *Oil Industry*, 1, 18-20.

41. Kudayarova, A. R., Rykus, M. V., Dushin, A. S. (2016). Sedimentation models and petrophysical properties of upper tournaisian carbonate deposits of the South-Tatar arch of platform Bashkiria. *Petroleum Engineering*, 14(1), 20-29.

42. Merzlyakov, V. F., Volochkov, N. S., Popov, A. M. (2003). Development of oil accumulations in carbonate reservoirs of the Znamensky oilfield. *Oil Industry*, 3, 51-53.

43. Amineva, G. R., Dvorkin, A. V., Burikova, T. V., et al. (2018). Microporous rocks features and identification on the base of core and well logging data. *Oil Industry*, 6, 58-61.

Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения

Р. Ф. Якупов[1], Р. У. Рабаев[2], В. В. Мухаметшин[2], Л. С. Кулешова[3], В. Е. Трофимов[4], Т. В. Позднякова[4], С. В. Попова[4]

[1]ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия
[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
[3]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия
[4]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Реферат

В работе проведен анализ реализованной системы разработки залежей нефти турнейского яруса Знаменского месторождения, а также факторов, снижающих ее эффективность, оценка особенностей геологического строения, влияющих на выработку запасов нефти, выработку предложений по повышению эффективности системы разработки. Отмечено, что в процессе разработки месторождения значительно изменилось геологическое строение залежей нефти турнейского яруса в результате доизучения объекта разработки подтверждена высокая эффективность применения горизонтальных скважин. Показано увеличение начального дебита скважин и удельной накопленной добычи нефти на метр нефтенасыщенной толщины пласта, снижение начальной обводненности продукции скважин, темпа роста обводненности, снижение накопленного водонефтяного фактора за первый год работы скважины в зависимости от увеличения мощности перемычки между нефтяным и водонасыщенным пластами.

Ключевые слова: выработка запасов нефти; перемычка; коэффициент извлечения нефти; водонефтяной фактор; горизонтальная скважина.

Znamenskoye neft yatağının Turne mərtəbəsinin karbonat çöküntüləri şəraitində üfüqi quyuların işlənməsi, qazılması və geoloji-texniki tədbirlərin aparılması üçün həyata keçirilən sistemin səmərəliliyinin təhlili

R. F. Yakupov[1], R. U. Rabayev[2], V. V. Muxametşin[2], L. S. Kuleşova[3], V. E. Trofimov[4], T. V. Pozdnyakova[4], S. V. Popova[4]

[1]«Başneft-Dobıça» MMC, Ufa, Rusiya
[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya
[3]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Neft və Qaz İnstitutu, (Oktyabrski filialı), Oktyabrski, Rusiya
[4]«RN-BaşNİPİneft» MMC, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə Znamenskoye yatağının Turne mərtəbəsinin neft yataqlarında həyata keçirilmiş işlənmə sistemi, həmçinin onun effektivliyini aşağı salan amillər təhlil edilmiş, neft ehtiyatlarının çıxrılmasına təsir edən geoloji quruluşun xüsusiyyətlərinin qiymətləndirilməsi və işlənmə sisteminin səmərəliliyinin yüksəldilməsi üçün təkliflər təqdim edilmişdir. Yatağın işlənməsi prosesində Turne mərtəbəsinin neft yataqlarının geoloji strukturunun əhəmiyyətli dərəcədə dəyişməsi qeyd olunmuşdur. İşlənmə obyektinin əlavə tədqiqi nəticəsində üfiqi quyulardan istifadənin yüksək səmərəliliyi təsdiqlənmişdir. Quyunun ilkin debitinin və neftlə doymuş lay qatının bir metrə görə xüsusi toplanmış neft hasilatının artması, quyu məhsulunun ilkin sulaşmasının, sulaşmanın artım sürətinin azalması, neft və su ilə doymuş laylar arasındakı ara təbəqəsinin qalınlığının artmasından asılı olaraq quyunun istismarının birinci ili üçün toplanmış su-neft amilinin aşağı düşməsi göstərilmişdir.

Açar sözlər: neft ehtiyatlarının çıxarılması; ara təbəqəsi; neftçıxarma əmsalı; su-neft amili; üfiqi quyu.