SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

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

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Р. Ф. Якупов[1,2], В. В. Мухаметшин[2]*, Б. М. Мухамадиев[3], М. Р. Якупов[4], О. В. Данилова[2], Д. И. Зеленский[2]

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

Problems of development of carbonate reservoirs by horizontal wells

R. F. Yakupov[1,2], V. V. Mukhametshin[2]*, B. M. Mukhamadeev[3], M. R. Yakupov[4], O. V. Danilova[2], D. I. Zelensky[2]

[1]LLC «Bashneft-Mining», Ufa, Russia; [2]Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in the city of Oktyabrsky), Russia; [3]LLC «RN-BashNIPIneft», Ufa, Russia; [4]Kazan (Volga Region) State University, Kazan, Russia

ABSTRACT

The article deals with the issue of improving the efficiency of the development of carbonate deposits of the Tournaisian tier. The object is characterized by a complex geological structure, has degraded filtration-capacitance properties and anisotropy of parameters. In recent years, oil production at the Tournai facility has increased nine times due to the active formation of a system for developing and increasing the volume of drilling horizontal wells. The historical experience of drilling horizontal wells at the C1t facility is analyzed, which is conditionally divided into two stages, differing in the approach to drilling based on the technologies available at each stage. The development of drilling technology, the influence of the type of completion and location of wells on deposits is considered. The implementation of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing confirms high efficiency in deposits with high fragmentation and heterogeneity of the productive section, in conditions of low-permeable reservoirs in order to increase the degree of production and the rate of selection of reserves.

Keywords: carbonate reservoirs; optimal horizontal well length; type of completion; multi-stage hydraulic fracturing; sampling rate; optimization of the development system.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В настоящее время актуальность разработки низкопродуктивных залежей нефти на месторождениях стабильно растет [1-7]. Это обусловлено как значительной выработкой высокопродуктивных пластов, так и смещением акцентов в сторону активов с трудноизвлекаемыми запасами [8–15], сосредоточенными в низкопроницаемых породах, которые по-прежнему остаются невыработанными и вмещают в себя значительные остаточные запасы нефти [16-22]. Разработка таких отложений традиционными технологиями является малоэффективной и часто низко рентабельна [23-30]. При решении задачи поддержания уровней или увеличения добычи нефти важная роль принадлежит применению и внедрению новой техники и технологии как при работе со старым фондом, так и при бурении новых скважин. Для повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений одних из таких объектов Республики Башкортостан с каждым годом применяются новые технологии добычи нефти [31–35]. Одним из таких методов является бурение горизонтальных скважин (ГС) с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МСГРП) [36-41].

Целью работы является повышение степени выработки и темпов отбора запасов путем обобщения результатов оптимизации системы разработки турнейских отложений исследуемого месторождения. Достижение цели определяет необходимость решения следующих задач: выделить особенности геологического строения месторождения, проанализировать эффективность бурения горизонтальных скважин, оценить оптимальные параметры ГС, их влияние на эффективность выработки запасов.

В тектоническом отношении рассматриваемое месторождение расположено в области рифового палеошельфа, на северо-западном погружении Башкирского свода и представлено группой структур общего широтного простирания. Локальные поднятия приурочены к верхнефранско-нижнефаменскому барьерному рифу. Месторождение введено в разработку в 1969 г. Выделено 15 залежей пласта $C1_{ksl\text{-}crp}$ и девять залежей пласта $C_{1ml\text{-}up}$, которые объединены в турнейский объект разработки

E-mail: vv@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400926

C_{1t}. Залежи нефти характеризуются как структурно литологические с порово-каверновым типом коллектора. По характеристикам пласты низкопроницаемые (от 0.001 до 0.007 мкм^2), нефть высоковязкая – 30.21 мПа·с. Основные показатели по объекту представлены в таблице 1.

Турнейские отложения имеют сложное геологическое строение, низкопроницаемы, неоднородны, насыщены высоковязкой нефтью, залежи пластов структурно-литологические с обширными водонефтяными зонами. Объект C_{1t} был введен в разработку в 1971 г. единичными наклонно-направленными скважинами, система поддержания пластового давления (ППД) организована с 1998 г. Интенсивный ввод в разработку объекта осуществлялся с 2013 г. за счет формирования системы разработки бурением ГС, переводом на выше лежащий горизонт (ПВЛГ) транзитных скважин с проведением кислотного гидроразрыва пласта (КГРП), переводом скважин под закачку. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2019 г.

По объекту C1t в период 2009–2019 гг. добыча нефти увеличена в девять раз за счет активного формирования системы разработки, значительное влияние оказало бурение горизонтальных скважин, при этом стоит отметить, что впервые на объекте реализовано бурение ГС в период 1992–1996 гг.

Процесс бурения горизонтальных скважин на турнейском объекте можно разделить на два этапа. Период с 1992–1996 гг. характеризуется низкой эффективностью в связи с малой эффективной длиной ГС, которая в среднем составляла 64.1 м, методом освоения скважины – СКО со средним объемом кислоты 42 м^3 на скважину. Под эффективной проходкой подразумевается длина горизонтального ствола, проведенная по нефтенасыщенной части коллектора. Всего за этот период было пробурено 9 ГС со средним начальным дебитом нефти 11.4 т/сут. С 2015 года на части месторождения были проведены работы по апробации бурения ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Всего с 2015 года было пробурено 10 ГС с МГРП с начальным дебитом нефти 51.4 т/сут. Общая длина горизонтального участка составила 298 м, эффективная 226 м. Средние параметры трещины разрыва получены следующие: высота 40-59 м, ширина 0.1-4.4 мм, полудлина 92-122 м, масса проппанта 10–11 тонн на каждую стадию, объем кислоты о 40-45 м^3 на стадию. Применение технологии МГРП при освоении новых скважин из эксплуатационного бурения позволило кратно увеличить начальный дебит нефти.

Таблица 1

Основные показатели по объекту турнейского яруса

Параметр	Значение
Текущий КИН, д.ед.	0.092
Отбор от НИЗ,I %	25
Темп отбора от ТИЗ, %	2.6
Обводнённость, %	65.9
Перебывавший фонд (добывающий/ нагнетательный), шт.	144/47
Плотность сетки скважин, га	28.7
Проницаемость, мкм^2	0.001-0.007
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2-6.7
Прогнозный КИН, д.ед.	0.229

Пример профиля новой горизонтальной скважины представлена на рисунке 1. Длина горизонтального ствола составила 270 м, эффективная длина составила 256 м. В горизонтальном стволе скважины выполнено 5 стадий МГРП с закреплением пропантом, закачано 10.2 т проппанта и 44 м^3 кислоты на стадию. Метод показал высокую эффективность, запускной дебит нефти этой скважины составил 45 т/сут., при обводненности продукции скважины 15.8%, за три года скважина отобрала более 17 тыс. т нефти.

При выполнении анализа пробуренных ГС выявлено, что часть скважин характеризуются лучшими стартовыми показателями по дебиту нефти, жидкости и накопленному отбору нефти в схожих геологических условиях и сформированных систем разработки. Показатели по группам представлены в таблице 2.

Отмечаются факторы, влияющие на показатели разработки скважин, к которым относятся тип заканчивания и расположение на залежи, в связи с этим горизонтальные скважины сгруппированы по типу заканчивания и расположению (рис. 2).

В комплексе проведенные работы позволили понять, что наибольшее количество ГС имеют субмеридиональное расположение (67%), а наибольший средний запускной дебит нефти и жидкости оказался на скважинах с субширотным расположением с МГРП. Средний запускной дебит на скважинах с МГРП с субширотным располо-

Таблица 2

Показатели по скважинам по типу заканчивания и расположению

Тип горизонтальной скважины	Количество	Длина горизонтального ствола, м	Дебит нефти стартовый, т/сут.	Дебит жидкости стартовый, т/сут.	Обводненность стартовая, %	Накопленный отбор нефти, тыс. т
Субмеридиональный (МГРП)	15	242	43.5	60.5	28.6	274.4
Субмеридиональный (открытый ствол)	5	219	36.9	40.8	10.1	57.0
Субширотный (МГРП)	8	246	52.9	75.6	27.2	172.3
Субширотный (открытый ствол)	2	304	31.7	34.1	6.9	54.9
Итого	30	243	44.6	60.8	24.6	558.5

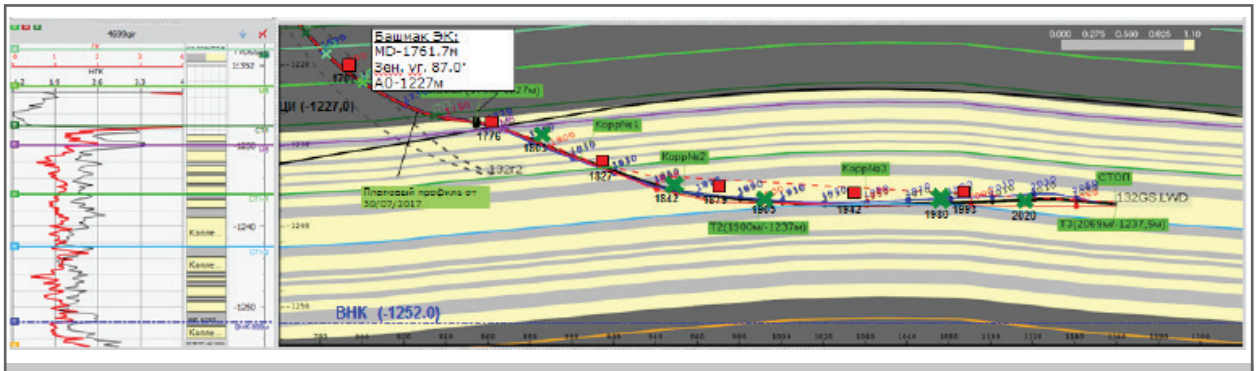

Рис. 1. Профиль скважины XXXг

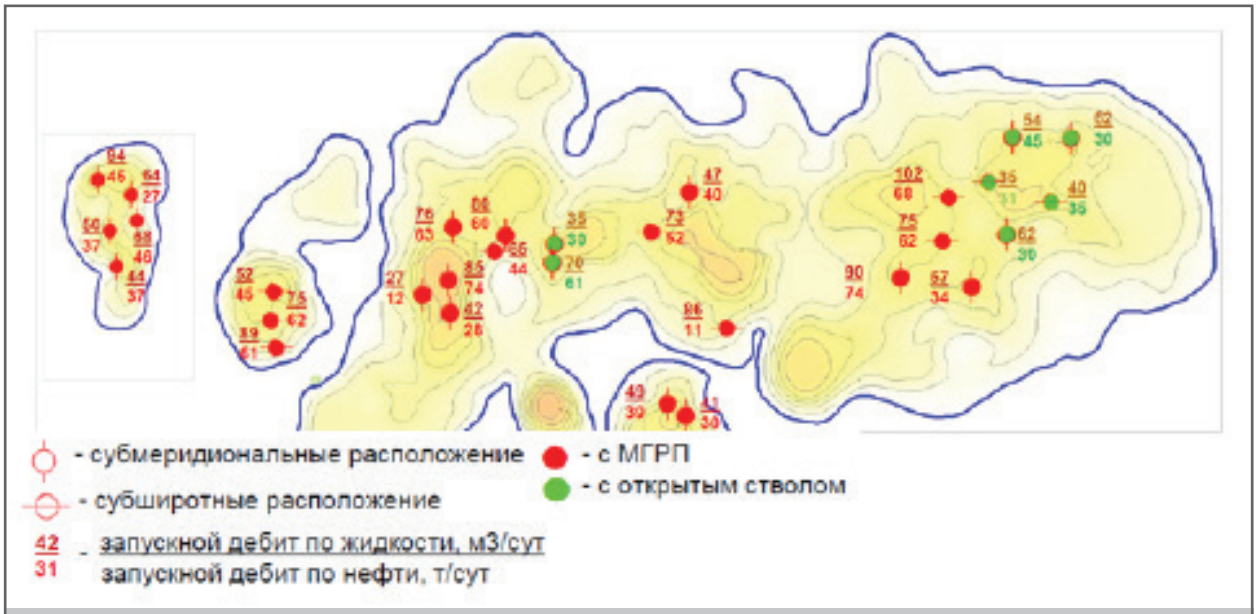

Рис. 2. Классификация по типу заканчивания и расположению ГС на залежи

жением составляет 76 м^3/сут. по жидкости и 53 т/сут. по нефти. Скважины, расположенные субширотно с МГРП характеризуются лучшими показателями по выработке в сравнении с остальными группами.

Сравнительная характеристика вытеснения по группам скважин представлена на рисунке 3, для построения на гидродинамической модели использованы исходные данные по расчётным начальным запасам для каждой скважины и сформированы технологические показатели работы.

На большей части объекта сформирована система разработки, не вовлечены в разработку только краевые части залежей и отдельные маленькие залежи. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) по объекту составляет 0.092 д.ед. при утвержденном 0.368 д.ед. Для дальнейшей довыработки запасов необходимо выполнение таких мероприятий как бурение ГС с МГРП, ГРП, ПВЛГ, компенсационные. Полученные результаты подтверждают высокую эффективность бурения ГС с МГРП с целью увеличения темпов выработки запасов и достижения утвержденных значений КИН, а так же о высокой эффективности данного подхода при разработке объекта системой горизонтальных скважин, правильности стратегии разработки данного объекта при формировании проектных решений.

По всем залежам месторождения были просчитаны несколько вариантов разработки. В первую очередь, это нулевой вариант, который предполагает разработку месторождения действующим фондом добывающих и нагнетательных скважин. Анализ результатов расчетов по нулевому варианту помог сформировать варианты с более эффективной стратегией разработки.

В результате сопоставления различных вариантов и их технико-экономических показателей был определен рекомендуемый сценарий разработки.

При расчетах на прогнозный период в скважинах были заданы граничные условия (ограничения), при достижении одного из них скважина автоматически отключается. Для добывающих скважин – это обводненность продукции более 98% и минимальный дебит по нефти 0.1 т/сут., а для нагнетательных – отключение ближайших добывающих скважин. В фильтрационной модели при расчете на прогноз вариантов разработки моделирование автоматически прекращалось, если все добывающие скважины отключены или заданный срок моделирования закончен.

По результатам гидродинамического моделирования наиболее эффективным оказался вариант 2, который был предложен в дополнении к технологическому проекту разработки и включал в себя бурение 36 горизонтальных скважин с МГРП, 26 из которых имеют субширотное расположение.

Таким образом по результатам анализа пробуренных горизонтальных скважин выявлено влияние рас-

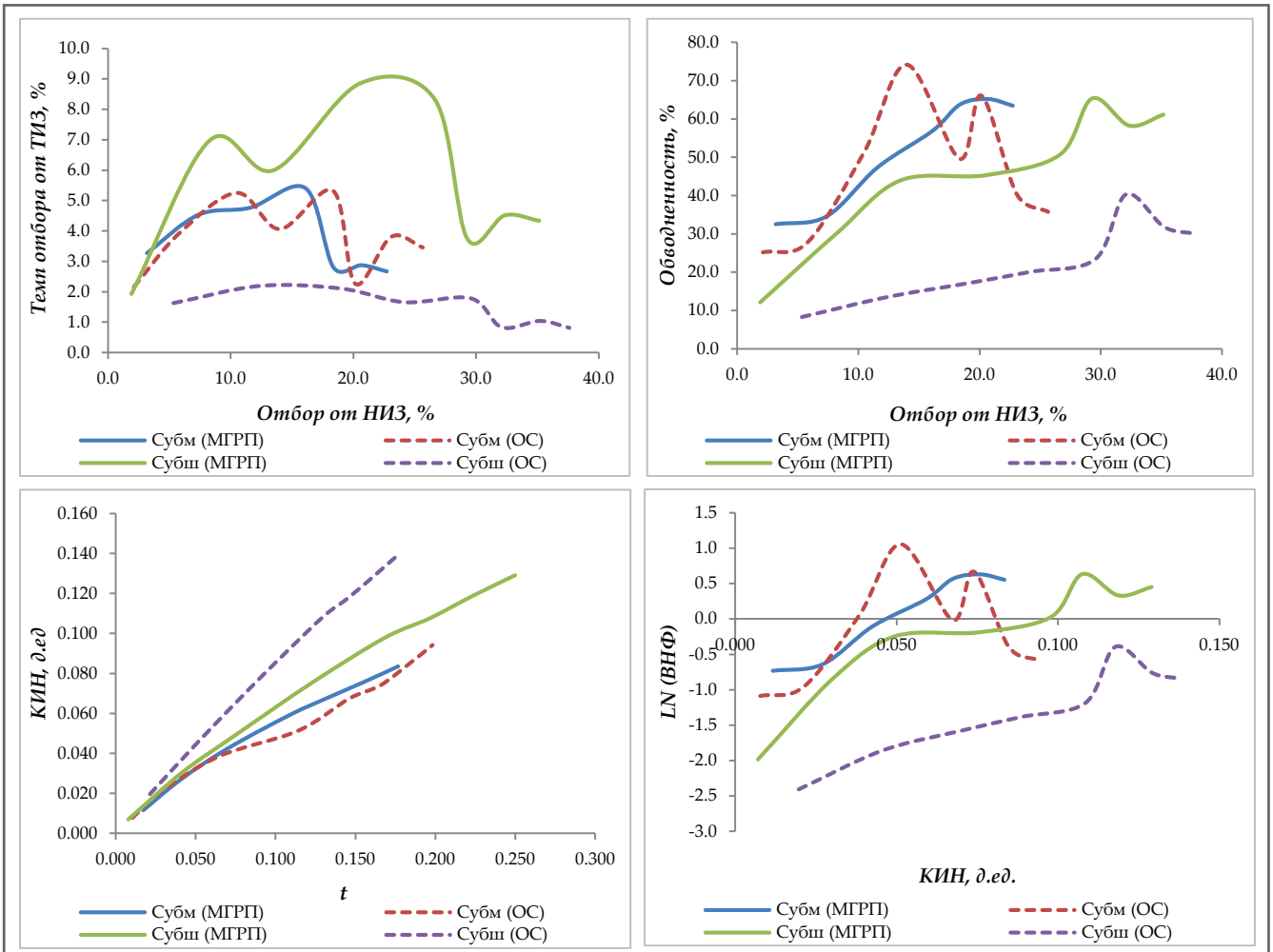

Рис. 3. Характеристики вытеснения по группам скважинам

положения и типа заканчивания на запускные параметры, накопленную добычу нефти, темпы выработки, эффективность разработки. Скважины, расположенные в субширотном направлении с МГРП, характеризуются наилучшими показателями. Данный подход с формированием системы разработки путем размещения горизонтальных скважин в субширотном направлении с МГРП использован в проектных решениях дополнения к технологическому проекту разработки 2021 г. Результаты гидродинамического моделирования и расчетов технико-экономических показателей подтвердили эффективность сформированной стратегии разработки объекта C_{1t}, обеспечивающее достижение по объекту КИН 0.368 д.ед.

Дополнительно было выполнено обоснование оптимальной длины ГС для карбонатных коллекторов. Для этого были проанализированы все пробуренные ГС на карбонатных отложениях Республики Башкортостан, по результатам анализа средняя общая длина ГС ориентируется в области от 200-300 м (рис. 4).

Распределение пробуренных скважин по диапазону длин горизонтального ствола и эффективной проходке представлено на рисунке 5. Основная часть скважин – 73%, имеют общую длину от 200 до 300 м, при этом 53% скважин с эффективной длиной от 200 до 300 м, 40% в диапазоне от 100 до 200 м.

В условиях турнейских отложений со сложным геологическим строением, средняя длина горизонтальных скважин составляет 243 м, основная часть скважин 73% по длине ГС сосредоточено в диапазоне от 200 до 300 м, средняя эффективная длина ГС по месторождению составляет 193 м, 53% скважин находится в диапазоне эффективной длины 200-300 м.

На основе опыта бурения ГС в карбонатных коллекторах установлено, что для условий месторождений Республики Башкортостан (небольшая мощность, высокая изменчивость и прерывистость коллектора) при текущем уровне развития геостеринга оптимальная длина ГС составляет 250-300 м (для КТСК) и 300-500 м (для КТНК). Корреляционная схема отложений КТНК представлена на рисунке 6.

Выполнен расчет технико-экономических показателей (ТЭП), целью данного расчета послужила оценка оптимальной и эффективной длины ГС с учетом геологических особенностей. В результате расчетов было определено, что для ГС с длиной горизонтального участка 250-350 м в зависимости от геологических условий, удельный дебит нефти на 1 млн руб. затрат на бурение имеет максимальное значение 0.33 т/сут. при минимальной стоимости 1 метра проходки на уровне 39 тыс. руб./м. результаты обоснования оптимальной длины горизонтального участка представлены на рисунке 7.

Анализ пробуренных горизонтальных скважин на карбонатных отложениях показывает, что общая длина в основном составляет 200-300 м, что согласуется с распределением по турнейским отложениям рассматриваемого месторождения. Для условий карбонатных отложе-

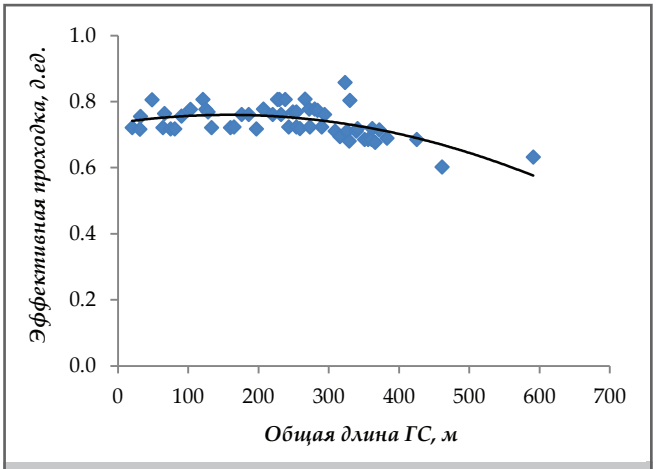

Рис. 4. Обобщенная зависимость для карбонатов РБ

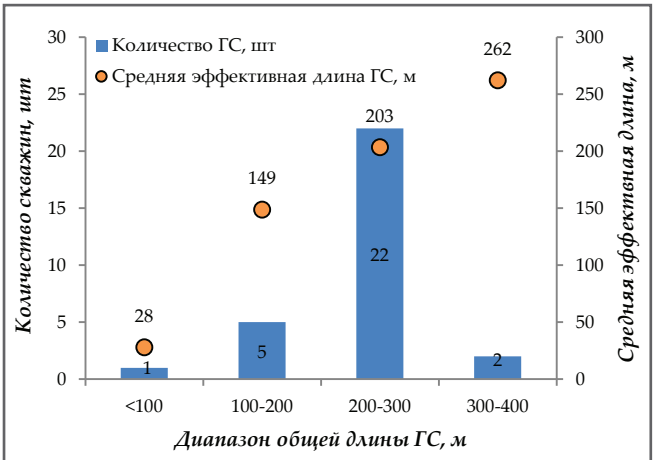

Рис. 5. Распределение скважин по длине ГС

ний месторождений с небольшой мощностью, высокой изменчивостью и прерывистостью коллектора это значение является оптимальной длиной горизонтального ствола, что также подтверждается расчетами технико-экономических показателей.

Предложенные подходы по оптимизации системы разработки путем разбуривания ГС с МГРП и размещением в субширотном направлении с длиной 300 м. рекомендуются к применению в аналогичных условиях месторождений Башкирского свода. А именно в условиях карбонатных коллекторов турнейского яруса со структурно литологическим и порово-каверновым типом залежей с обширными водонефтяными зонами, характеризующиеся низкой проницаемостью (0.001-0.007 мкм^2), неоднородностью и изменчивостью, насыщенные высоковязкой нефтью (30.2 мПа·с). С учетом границ и критериев применимости данного подхода (геолого-физическая характеристика, особенности строения залежей, степени выработки и др.) проведена оценка возможного применения на месторождениях Башкирского свода.

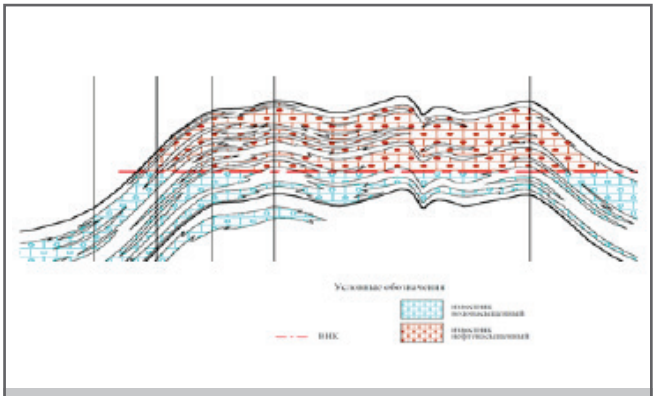

Рис. 6. Корреляционная схема отложений КТНК

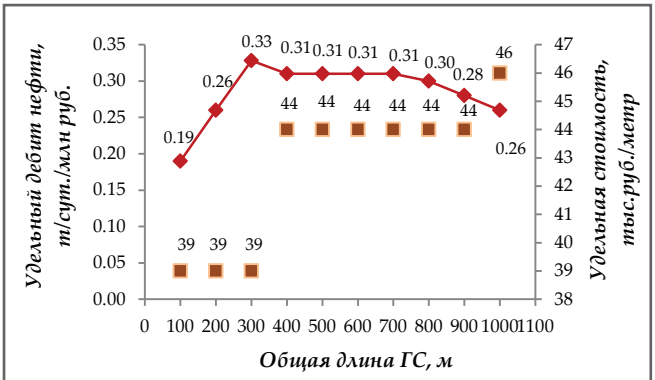

Рис. 7. Зависимость для отложений КТНК

Выводы

- Рассмотрена эволюция технологии бурения горизонтальных скважин на объекте C1t с реализацией к настоящему времени ГС с МГРП, что в свою очередь позволило кратно увеличить дебиты нефти и темпы выработки запасов.
- Проанализирована эффективность бурения. Отмечается влияние расположения и типа заканчивания на технологические показатели разработки. В комплексе наибольшее количество ГС имеют субмеридиональное расположение, скважины с субширотным расположением с МГРП характеризуются лучшими технологическими показателями и темпами выработки запасов, данный тип является наиболее эффективным мероприятием.
- По результатам анализа пробуренных горизонтальных скважин на карбонатные отложения, общая длина ГС составляет 250–300 м. и согласуется с распределением ГС по рассматриваемому месторождению. Расчеты технико-экономических показателей в зависимости от длины ГС показывают, что оптимальная длина горизонтального участка составляет 300 м.
- Подходы, использованные для решения задач в условиях турнейского яруса, могут быть применимы для месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с аналогичными условиями.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН.*

2. Конторович, А. Э., Филиппов, С. П., Алексеенко, С. В. и др. (2019). Общая дискуссия по приоритету: выступления академиков РАН А. Э. Конторовича, С. П. Филиппова, С. В. Алексеенко, В. И. Бухтиярова, С. М. Алдошина. *Вестник Российской академии наук*, 89(4), 343-347.

3. Мирошниченко, А. В., Сергейчев, А. В., Коротовских, В. А. и др. (2022). Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 10, 105–109.

4. 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.

5. 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.

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

7. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

8. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

9. 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.

10. Кондратьев, С. А., Жуковский, А. А., Кочнева, Т. С., Малышева, В. Л. (2016). Опыт проведения проппантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края. *Нефтепромысловое дело*, 6, 23-26.

11. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

12. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

13. Шахвердиев, А. Х., Арефьев, С. В., Давыдов, А. В. (2022). Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых. *Нефтяное хозяйство*, 4, 38-43.

14. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. S*OCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

15. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шещдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

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

17. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: S*PE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

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. 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.

20. Аржиловский, А. В., Афонин, Д. Г., Ручкин, А. А. и др. (2022). Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 9, 63-67.

21. Зарипов, А. Т., Хусаинов, В. М., Кабирова, А. Х. (2022).Влияние температурных условий геологической среды и состава нефти месторождений Республики Татарстан на полноту извлечения углеводородов. *Нефтяное хозяйство*, 9, 74.

22. Бриллиант, Л. С., Завьялов, А. С., Данько, М. Ю. и др. (2019). Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 10, 48-53.

23. 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.

24. 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.

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

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

27. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

28. Новиков, М. Г., Исламов, А. И., Тахаутдинов, Р. Ш. (2021). Эволюция методов интенсификации добычи в процессе разработки залежей турнейского яруса месторождений компании «Шешмаойл» – от кислотного воздействия до гибридного проппантного гидравлического разрыва пласта. *Нефть. Газ. Новации*, 3(244), 58-61.

29. 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.

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

31. Сулейманов, Б. А., Исмайлов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

32. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2), 431-437.

33. Сулейманов, Б. А. (2006). Особенности фильтрации гетерогенных систем. *Москва-Ижевск: ИКИ*.

34. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

35. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

36. Якупов, Р. Ф., Рабаев, Р. У., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

37. 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.

38. Здольник, С. Е., Некипелов, Ю. В., Гапонов, М. А., Фоломеев, А. Е. (2016). Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 92-95.

39. Агишев, Э. Р., Дубинский, Г. С., Мухаметшин, В. В. и др. (2022) Прогнозирование параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора. *SOCAR Proceedings*, 4, 107–116.

40. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

41. Колтырин, А. Н. (2016). Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта на карбонатном типе коллектора. *Нефтепромысловое дело*, 10, 28-31.

References

1. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.

2. Kontorovich, A. E., Filippov, S. P., Alekseenko, S. V., et al. (2019). Discussion on the priority: speachs of academicians A. E. Kontorovich, S. P. Filippov, S. V. Alekseenko, V. I. Bukhtiyarov, S. M. Aldoshin. *Herald of the Russian Academy of Sciences*, 89(4), 343-347.

3. Miroshnichenko, A. V., Sergeichev, A. V., Korotovskikh, V. A., et al. (2022). Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft oil company. *Oil Industry*, 10, 105–109.

4. 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.

5. 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.

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

7. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

8. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

9. 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.

10. Kondratyev, S. A., Zhukovsky, A. A., Kochneva, T. S., Malysheva, V. L. (2016). Some experience of the formation proppant fracturine in carbonate reservoirs of Perm region deposits. *Oilfield Engineering*, 6, 23-26.

11. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

12. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

13. Shakhverdiev, A. Kh., Arefyev, S. V., Davydov, A. V. (2022). Problems of transformation of hydrocarbon reserves into an unprofitable technogenic hard-to-recover reserves category. *Oil Industry*, 4, 38-43.

14. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

15. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing

volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

16. 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.

17. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: S*PE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

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. 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.

20. Arzhilovsky, A. V., Afonin, D. G., Ruchkin, A. A., et al. (2022). Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. *Oil Industry*, 9, 63-67.

21. Zaripov, A. T., Khusainov, V. M., Kabirova, A. Kh. (2022). Effect of geological environment temperature and oil composition on hydrocarbon withdrawal in Tatarstan fields. *Oil Industry*, 9, 74–77.

22. Brilliant, L. S., Zavialov, A. S., Danko, M. U., et al. (2019). Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design. *Oil Industry*, 10, 48-53.

23. 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.

24. 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.

25. 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.

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

27. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing.*

28. Novikov, M. G., Islamov, A. I., Takhautdinov, R. Sh. (2021). Evolution of production intensification methods in the course of development of deposits in the tournaisian stage of Sheshmaoil company's oilfields: from acid stimulation to hybrid fracturing. *Oil. Gas. Innovations*, 3(244), 58-61.

29. 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.

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

31. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

32. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2), 431-437.

33. Suleimanov, B. A. (2006). Specific features of heterogenous systems flow. *Moscow-Izhevsk: ICS.*

34. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

35. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

36. Yakupov, R. F., Rabaev, R. U., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). 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. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

37. 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.

38. Zdolnik, S. E., Nekipelov, Yu. V., Gaponov, M. A., Folomeev, A. E. (2016). Introduction of innovative hydrofracturing technologies on carbonate reservoirs of Bashneft PJSOC. *Oil Industry*, 7, 92-95.

39. Agishev, E. R., Dubinsky, G. S., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Prediction of hydraulic fracturing fracture parameters based on the study of reservoir rock geomechanics. *SOCAR Proceedings*, 4, 107–116.

40. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

41. Koltyrin, A. N. (2016). Efficiency enhancement of the technology of a formation hydraulic fracturing in a carbonate-type collector. *Oilfield Engineering*, 10, 28-31.

Проблемы разработки горизонтальными скважинами карбонатных коллекторов

Р. Ф. Якупов[1,2], В. В. Мухаметшин[2], Б. М. Мухамадиев[3], М. Р. Якупов[4], О. В. Данилова[2], Д. И. Зеленский[2]
[1]ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия
[2]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия
[3]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
[4]Казанский (Приволжский) Государственный университет, Казань, Россия

Реферат

В статье рассмотрен вопрос, затрагивающий повышение эффективности разработки карбонатных отложений турнейского яруса. Объект характеризуется сложным геологическим строением, обладает ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами и анизотропией параметров. В последние годы добыча нефти на турнейском объекте увеличена в девять раз за счет активного формирования системы разработки и наращивания объемов бурения горизонтальных скважин. Проанализирован исторический опыт бурения горизонтальных скважин на объекте C_{1t} рассматриваемого месторождения, который условно разделяется на два этапа, отличающиеся подходом к бурению исходя из имеющихся на каждом этапе технологий. Рассмотрено развитие технологии бурения, влияние типа заканчивания и расположения скважин на залежи. Реализация горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта подтверждает высокую эффективность на залежах с высокой расчлененностью и неоднородностью продуктивного разреза, в условиях низкопроницаемых коллекторов с целью повышения степени выработки и темпов отбора запасов.

Ключевые слова: карбонатные коллектора; оптимальная длина горизонтальной скважины; тип заканчивания; многостадийный ГРП; темп отбора; оптимизация системы разработки.

Karbonat kollektorlarının üfüqi quyularla işlənməsi problemləri

R. F. Yakupov[1,2], V. V. Muxametşin[2], B. M. Muxamadiyev[3], M. R. Yakupov[4], O. V. Danilova[2], D. İ. Zelenskiy[2]
[1]«Başneft-Dobıça» MMC, Ufa, Rusiya
[2]Neft və Qaz İnstitutu, Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti (Oktyabrskiy ş. filialı), Rusiya
[3]«RN-BaşNİPİneft» MMC, Ufa, Rusiya
[4]Kazan (Volqayanı) Dövlət Universiteti, Kazan, Rusiya

Xülasə

Məqalədə Turney yarusunun karbonat yataqlarının inkişafının səmərəliliyinin artırılması məsələsinə baxılır. Obyekt mürəkkəb geoloji quruluşla xarakterizə olunur, pisləşən süzülmə-həcm xüsusiyyətlərinə və parametrlərin anizotropiyasına malikdir. Son illərdə Turney obyektində neft hasilatı inkişaf sisteminin aktiv formalaşması və üfüqi quyuların qazılması həcminin artması hesabına doqquz dəfə artmışdır. Baxılan yatağın C_{1t} obyektində üfüqi quyuların qazılmasının tarixi təcrübəsi təhlil edilmişdir, bu da şərti olaraq hər mərhələdə mövcud olan texnologiyalara əsaslanaraq qazma yanaşması ilə fərqlənən iki mərhələyə bölünür. Qazma texnologiyasının inkişafı, tamamlama növünün və quyuların yerləşməsinin yataqlara təsiri nəzərdən keçirilmişdir. Layın çox mərhələli hidravlik yarılma ilə üfüqi quyuların tətbiqi, hasilat dərəcəsini və ehtiyatların hasilat tempini artırmaq üçün aşağı keçirici kollektorlar şəraitində məhsuldar kəsilişin yüksək ayrılması və qeyri-bircinsliyi olan yataqlarda yüksək səmərəliliyi təsdiqləyir.

Açar sözlər: karbonat kollektorları; üfüqi quyunun optimal uzunluğu; tamamlama növü; layların çox mərhələli hidravlik yarılması; hasilat tempi; işləmə sisteminin optimallaşdırılması.