

Оптимизация процесса разработки сложнопостроенных залежей тюменской свиты потокоотклоняющими системами

Р. В. Вафин¹, Р. А. Гилязетдинов¹, Ф. А. Шарипов²

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

² Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия

Аннотация. Интерес к вводу в промышленную эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов обусловлен текущей тенденцией истощения основных источников ресурсной базы страны, представленных длительно разрабатываемыми и многопластовыми месторождениями. В большинстве случаев дебиты скважин по нефти на рассматриваемых месторождениях не превышают значение 5 т/сут. Это сказывается как на себестоимости добычи, так и на количественных показателях эксплуатации залежей: при текущих технико-экономических условиях их дальнейшее освоение становится нерентабельным в связи с необходимостью планирования, проектирования и проведения сложных геолого-технологических мероприятий в совокупности с интерпретацией обширного объема данных, полученных в ходе реализации геофизических и гидродинамических исследований.

Цель исследования — оптимизация процессов добычи нефти с использованием закачки потокоотклоняющих составов в условиях разработки сложнопостроенных и низкопродуктивных залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, приуроченных к тюменской свите.

Для достижения поставленной цели произведено обобщение опыта разработки исследуемого объекта и объектов-аналогов со схожими геологическими условиями залегания продуктивных пластов в совокупности с детальным изучением истории проведения операций по закачке потокоотклоняющих систем в условиях пластов, приуроченных к различным тектонико-стратиграфическим единицам. Произведена базовая интерпретация результатов промыслово-геофизических исследований по ряду схожих объектов с целью поиска аналогий формирования изоляционного экрана. При помощи анализа имеющегося геолого-промыслового материала произведена верификация подобранных критериев для осуществления обработок потокоотклоняющими составами в условиях рассматриваемого объекта исследования.

На основе анализа проведенных мероприятий по реализации физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов определен перечень базовых составов, рекомендуемых для первичной реализации данного метода повышения нефтеотдачи в рассматриваемых геологических условиях. При помощи учета геолого-технологических параметров эксплуатации скважин сформирована адресная программа по закачке потокоотклоняющих составов. Эта программа позволит вовлечь в разработку остаточные запасы жидких углеводородов. Установлены первостепенные критерии подбора скважин-кандидатов. Сделан вывод о возможности тиражирования полученных результатов на объектах-аналогах с целью оптимизации разработки низкопродуктивных отложений тюменской свиты.

Ключевые слова: залежи тюменской свиты, разработка нефтяных месторождений, потокоотклоняющие составы, методы увеличения нефтеотдачи пластов, низкопроницаемые коллекторы

Для цитирования: Вафин, Р. В. Оптимизация процесса разработки сложнопостроенных залежей тюменской свиты потокоотклоняющими системами / Р. В. Вафин, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-39-52 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 6. — С. 39–52.

Optimization of the development process for complex deposits of the Tyumen suite using flow-diverging systems

Rif V. Vafin¹, Ruslan A. Gilyazetdinov¹, Farit A. Sharipov²

¹*Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russia*

²*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia*

Abstract. Interest in the industrial exploitation of hard-to-recover reserves is growing due to the depletion of the major sources of the country's resource base. These resources are presented by long-developed and multi-layered fields. In most cases oil flow rate from wells in these fields do not exceed five tons daily. This situation affects both extraction costs and the operational performance of the deposits. Currently, under the existing technical and economic conditions, further development of these reserves is becoming unprofitable. This is due to the necessity of planning, designing, and implementing complex geological and technological measures, along with interpreting the extensive data obtained from geophysical surveys.

The aim of this study is to optimize oil extraction processes by injecting flow-diverging compositions in the development of complex and low-yield deposits in the West Siberian oil and gas province associated with the Tyumen suite.

To achieve this aim, we summarized experiences from the studied field and similar fields with comparable geological conditions. We also studied the history of operations involving flow-diverging systems in various tectonic and stratigraphic units. Additionally, we conducted a basic interpretation of geophysical study results from similar fields to identify analogues for creating isolation screens. By analyzing existing geological and field data, we verified criteria to perform processing by flow-diverging compositions in the studied field.

Based on the analysis of measures for the implementation of physical and chemical methods to increase oil recovery, we defined a list of recommended basic compositions for initial implementation of this method in the geological conditions under consideration. Taking into account the geological and technological parameters of well operation, we developed a targeted program for injecting flow-diverging compositions. This program will help exploit remaining liquid hydrocarbon reserves and establish primary criteria for selecting candidate wells. We concluded that the results obtained can be replicated in similar fields to optimize the development of low-yield deposits of the Tyumen suite.

Keywords: deposits of the Tyumen suite, oil field development, flow-deflecting compositions, methods of increasing oil recovery, low-permeability reservoirs

For citation: Vafin, R. V. Gilyazetdinov, R. A. & Sharipov F. A. (2024). Optimization of the development process for complex deposits of the Tyumen suite using flow-diverging systems. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 39-52. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-39-52

Введение

Последние десятилетия широкое распространение на промыслах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции получили физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), используемые для ввода в разработку остаточных запасов жидких углеводородов [1–4]. Важнейшей задачей успешного внедрения рассмотренных методов в процесс эксплуатации месторождений является осуществление комплексного подхода к выбору потенциальных скважин-кандидатов для проведения мероприятий за счет:

- обобщения опыта разработки не только исходного месторождения, но и объектов-аналогов, выделенных с использованием различных алгоритмов геолого-статистического моделирования [5];
- актуализации и, при необходимости, вторичной интерпретации результатов, полученных в ходе геофизических и гидродинамических исследований, с целью идентификации различных закономерностей изменения параметров;

- учета опыта ранее проведенных мероприятий для формирования оптимального дизайна воздействия на нефтенасыщенные участки продуктивных пластов [6];
- создания передовых техник и технологий ввода в промышленную эксплуатацию запасов, аккумулированных в сложных горно-геологических условиях, которые сформированы в результате естественного образования горных пород и техногенного воздействия со стороны недропользователей.

С учетом необходимости повышения технико-экономических показателей деятельности нефтегазодобывающих управлений особую роль в условиях разработки месторождений приобретает масштабное использование различных методов увеличения нефтеотдачи пластов. Одной из наиболее известных и распространенных технологий, обеспечивающих эффективную работу добывающего и нагнетательного фонда скважин, является закачка потокоотклоняющих составов [7]. Типичный механизм взаимодействия композиций с участками продуктивных пластов в примитивном варианте базируется на образовании изоляционного экрана вблизи наиболее проницаемых пропластков с целью изменения направления движения жидкости в пористой среде. Анализируя результаты реализации мероприятий по обработке скважин с использованием потокоотклоняющих систем, отметим, что в условиях сложнопостроенных коллекторов Западной Сибири их эффективность существенно варьируется в силу значительного разнообразия геолого-технологических условий разработки месторождений [8]. В связи с этим проблема планирования и проведения результативных мероприятий по обработке потокоотклоняющими составами нагнетательных скважин актуальна и требует конкретных исследований.

Объект и методы исследования

Цель работы — повышение эффективности процессов добычи нефти при помощи оптимизации технико-технологических аспектов проведения мероприятий по закачке потокоотклоняющих композиций для возможности формирования успешной и оптимальной стратегии ввода в промышленную эксплуатацию остаточных запасов нефти.

Объектом исследования выступают продуктивные пласты тюменской свиты T_1 и T_2 Шаимского нефтегазоносного района (при дальнейшем изложении исследуемый объект будет упоминаться как месторождение), разработка которых осложнена наличием слабодренируемых коллекторов и обширной водонефтяной зоны. Проницаемость коллекторов составляет в среднем от 0,007 до 0,02 мкм², пористость варьируется в пределах 0,11–0,17 доли ед. при эффективной толщине пласта от 1,3 до 2,5 м. Несмотря на представленные выше значения некоторых геолого-физических характеристик залежей тюменской свиты, важно отметить, что их реальные величины на практике существенно ниже, что достаточно точно прослежи-

вается при статистической обработке геолого-промысловых данных, например, в рамках расчета перечня основных характеристик для построения многомерных регрессионных моделей: математического ожидания, дисперсии и среднеквадратичного отклонения параметров. Проявление улучшенных фильтрационно-емкостных свойств характерно в основном для тех участков месторождения, на которых ранее были проведены операции гидроразрыва пласта (ГРП), причем 15 % от общего числа реализуемых мероприятий неэффективны по причине преждевременного прорыва вод и инициации процесса включения в работу водонасыщенных пропластков. В подошвенной части изучаемых отложений нередко встречаются линзовидные прослои с плохо отсортированными и сцементированными песчано-глинистыми материалами пород, что затрудняет подбор оптимального состава в лабораторных условиях по общеизвестным методикам для планирования и проведения различных обработок. Из-за сложного геологического строения в пределах продуктивных пластов аккумулируются взаимосвязанные тектонические нарушения, которые в совокупности с высокой зональной и послойной неоднородностью способствуют тому, что фильтрация жидкости производится по наиболее проницаемым пропласткам. Это приводит к образованию застойных зон скопления нефти, для дренирования которых требуется использование специальных потокоотклоняющих технологий [9].

Физико-химические МУН впервые были проведены на месторождении с 2016 года при обводненности добываемой продукции 65 %. Первоначальная цель их использования заключалась в точечном воздействии на скважины, обводненность которых в период шести месяцев эксплуатации резко увеличилась на 25 % и больше (в том числе на скважинах после ГРП). На текущий момент данный показатель в среднем достигает 90 %. Исходя из этого, ключевыми задачами реализации мероприятий с использованием физико-химических МУН являются: стабилизация и снижение обводненности добываемой продукции, вовлечение в процесс дренирования скважинами остаточных запасов нефти, перераспределение фильтрационных потоков вблизи призабойной зоны пласта для отключения обводненных интервалов и повышение текущего КИН, значение которого по данным расчетов характеристик вытеснения и имитационного компьютерного моделирования в специализированных программных обеспечениях не соответствует проектным данным. Для определения эффективности используемых агентов авторами на основе исторических данных эксплуатации скважин были выделены 6 основных составов, которые применялись на месторождении для реализации физико-химических МУН за выбранный период (с 2016 по 2023 год включительно). Общее количество обработок скважин составило 14 операций. Исходя из анализа результатов применения, на рассматриваемом месторождении каждой из композиций определены значения дополнительной добытой нефти и удельной эффективности для

6 выбранных составов за период с 2016 по 2023 год, эффективность применения которых представлена на рисунке 1. Далее были рассмотрены составы, используемые для реализации физико-химических МУН в 2023 году на месторождении. Количество обработок скважин 3 композициями (ГОС, ТермоГОС, ГОС-1АС) составило 7 операций, для которых, по аналогии с периодом за 2016 по 2023 год, определены показатели дополнительной добычи нефти и удельного эффекта (табл. 1). На текущий момент суммарная дополнительная добыча нефти за счет применения физико-химических МУН составила 9,42 тыс. т., средняя удельная эффективность — 673 т/скв.-опер.

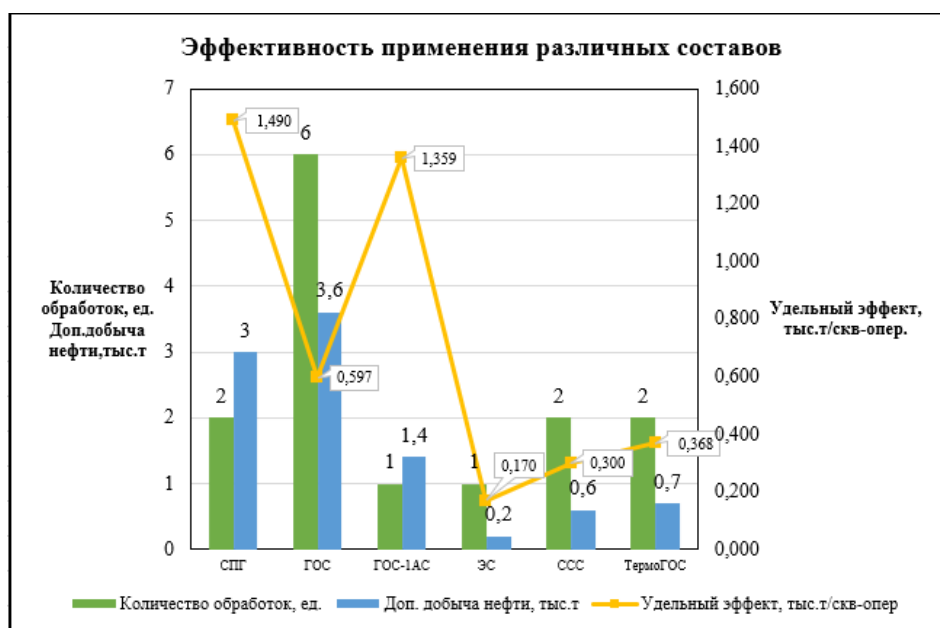


Рис. 1. Результаты применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождении в период с 2016 по 2023 год:
 СПГ — силикатно-полимерный гель; ГОС — гелеобразующий состав; ГОС-1АС — полимер-дисперсные составы; ЭС — эмульсионные составы; ССС — сульфатно-содовая смесь; ТермоГОС — термотропный гелеобразующий состав

Таблица 1

Основные показатели проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов с использованием специальных химических композиций за 2022 год

Технология	Количество операций	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Удельный эффект, т/скв.-опер.
ГОС	4	2,73	683
ТермоГОС	2	0,74	368
ГОС-1АС	1	1,36	499

На основании исследования, направленного на оценку и определение результатов реализации физико-химических МУН на месторождении за период с 2016 по 2023 год включительно, можно отметить, что гелеобразующие и полимер-дисперсные составы имеют наибольшие удельные эффекты от их закачки и показатели дополнительно добытой нефти, в связи с чем могут быть рассмотрены как базовые составы для обработки.

Результаты

В целях успешного планирования комплекса физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов при разработке месторождения на основе потокоотклоняющих технологий необходимо подробно рассмотреть текущее состояние основных блоков месторождения. На 1 января 2024 года в пределах Северного участка эффективные работающие толщины по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) расположены преимущественно в верхней части продуктивного пласта T_2 , разработка которого осуществляется 8 нагнетательными и 23 добывающими скважинами. С учетом того, что он обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с продуктивным пластом T_1 , дополнительное вовлечение его остаточных запасов в разработку служит эффективным способом достижения проектных показателей. В данный момент указанный процесс осуществляется с применением потокоотклоняющих технологий, так как для общей низкой проницаемости разрабатываемого объекта перераспределение фильтрационных потоков — превалирующий способ вытеснения остаточных запасов нефти, что отражено в трудах [10–13] и подтверждается результатами промысловых работ, которые будут представлены ниже.

Центральный блок включает в себя большее количество скважин, а именно 11 нагнетательных и 25 добывающих. Водонефтяной контакт принят на уровне абсолютной отметки $-1870,4$ м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Коэффициент пористости для пластов T_1 и T_2 составляет 0,194 и 0,184 доли ед. (для нефтяной зоны), 0,177 и 0,17 доли ед. (для водонефтяной зоны) при значениях проницаемости ($K_{\text{прон}}$) от 0,0308 до 0,231 мкм². Водоудерживающая способность установлена только для коллекторов пласта T_1 и равна 0,413 и 0,442 доли ед. по причине наличия в достаточном объеме представительных керновых образцов. Минимальное значение эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 1,4 м при максимальном показателе 5,7 м в районе скважины Х35Х. Для Центрального блока объекта исследования характерно наибольшее количество нефтенасыщенных пропластков — 114 ед. при среднем коэффициенте начальной нефтенасыщенности 0,311 доли ед. Большая часть нефтенасыщенных пропластков (почти 34 %) имеет толщину от 0,6 до 1 м. Более 75 % фонда скважин Центрального блока эксплуатируются с низкими дебитами (менее 7 т/сут). В пределах анализируемого участка по результатам переинтерпретации данных геофизических и гидродинамических исследований

идентифицированы единичные высокопроницаемые прослои со значениями $K_{\text{прон}}$ более $0,1 \text{ мкм}^2$, чередование которых происходит преимущественно в латеральном направлении пластов T_1 и T_2 , поэтому диапазон приемистостей на некоторых нагнетательных скважинах находится в пределах $270\text{--}430 \text{ м}^3/\text{сут}$. Дренирование запасов в основном осуществляется в кровельной части разреза против пласта T_1 . Из-за того, что запасы пласта T_2 в достаточной степени отобраны, перспектива применения физико-химических МУН прослеживается в его изоляции и интенсивном приобщении T_1 путем воздействия на слабопроницаемые коллекторы. На скважинах Центрального блока, не вскрывших высокопроницаемые пропластки, использование физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов ограничено в целях низкой приемистости соседних нагнетательных скважин.

Примером реализации потокоотклоняющих технологий на месторождении может стать операция, проведенная недропользователем на нагнетательной скважине № X, эксплуатирующая пласт T_1 . В 2022 году на скважине была произведена закачка гелеобразующего состава в объеме 300 м^3 . Изменение приемистости нагнетательной скважины № X за счет закачки потокоотклоняющего вещества фиксируют данные потокометрии, представленные на планшете ПГИ (рис. 2). В нижней части пласта произошло отключение обводнившихся прослоев по причине перераспределения фильтрационных сопротивлений, что позволило также снизить приемистость верхней части и дополнительно вовлечь в процесс эксплуатации среднюю часть пласта.

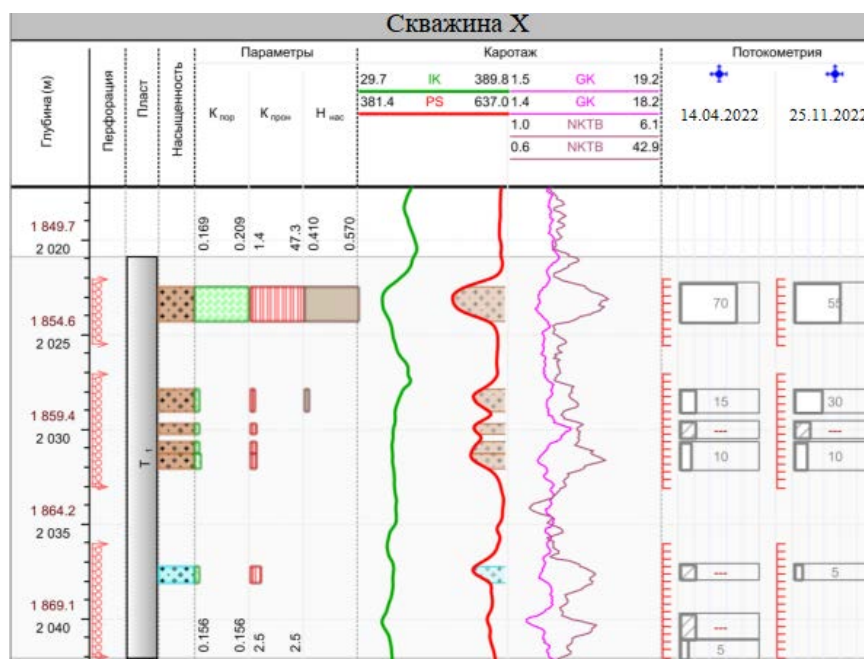


Рис. 2. Результаты проведения работ по закачке потокоотклоняющего состава на нагнетательной скважине № X

При анализе графика динамики работы реагирующей добывающей скважины № XX83 (рис. 3) можно сделать вывод, что после закачки гелеобразующего состава снизилась обводненность добываемой продукции. После шести месяцев эксплуатации скважины (апрель 2023) обводненность достигла и превысила начальное значение данного параметра до обработки. По остальным же двум реагирующим скважинам в течение первых трех месяцев эксплуатации после закачки отмечено уменьшение обводненности в среднем на 9,3 % при увеличении дебитов нефти на 0,3–1,3 т/сут. соответственно. Дополнительная добыча нефти за счет приобщения ранее недренируемых пропластков по участку составила 536 тонн. Различия в количественных показателях технологического эффекта при использовании потокоотклоняющих составов могут быть обусловлены неоднородностью геологического строения и, например, необходимостью применения больших объемов агента при обработке в связи с наличием сильно перемежающихся между собой зон, которые обладают ухудшенными и улучшенными фильтрационно-емкостными характеристиками и способствуют формированию неоднородностей. Помимо этого, причиной недостижения прогнозных показателей может послужить и неустойчивость изоляционного экрана, что требует проведения дополнительных лабораторных и промысловых исследований по подбору стабильных композиций, не оказывающих негативного влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.

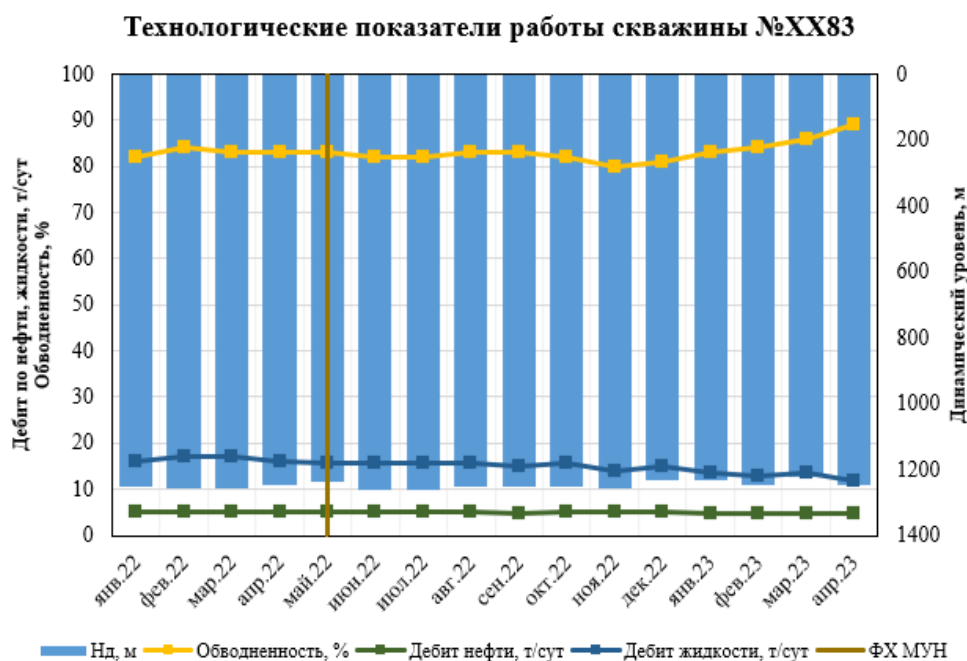


Рис. 3. Динамика работы добывающей скважины № XX83

Представленные результаты проведения операции по закачке потокоотклоняющих составов на нагнетательной скважине № X позволяют сказать о том, что потенциал развития физико-химических МУН при использовании их в условиях низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты достаточно высок при обоснованном подборе скважин-кандидатов и реагентов для обработки. Ключевым аспектом реализации эффективных методов воздействия с использованием специальных составов является формирование адресной программы, учитывающей различные геологические и технологические составляющие операции.

С учетом накопленного опыта проведения физико-химических МУН на месторождении и анализа имеющейся геолого-промысловой информации выявлены закономерности, влияющие на эффективность закачки потокоотклоняющих составов (ПОТС). Исходя из этого, выделим геолого-технологические критерии подбора скважин-кандидатов на операции, которые в совокупности с ранее проведенными исследованиями по определению наиболее эффективных композиций позволяют оптимизировать процесс разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты. Так, объектами для использования ПОТС могут стать коллекторы, представленные одним пластом с достаточно развитой толщиной и проницаемостью, изменяющейся в широких диапазонах. Не рекомендуется применять потокоотклоняющие технологии при условии, что пласт замещается непроницаемыми породами, так как в большинстве случаев при постановке непроницаемого экрана зоны реагирования добывающих скважин остаются недостаточно вовлечены в процесс вытеснения углеводородов. Данный факт также подтверждается исследованиями, которые представлены в работе [14].

Обсуждение

Потенциальный фонд нагнетательных скважин для внедрения физико-химических МУН необходимо оценивать с точки зрения восприимчивости матрицы горных пород к составам, планируемыми к закачке с использованием накопленного опыта разработки месторождений-аналогов, относящихся к Шаимскому нефтегазоносному району.

При оценке перспектив применения физико-химических МУН на скважинах выбранного участка месторождения учитывались следующие критерии, полученные авторами в ходе детального изучения геолого-промысловой информации и ее обработки с использованием различных подходов:

- зарегистрированная неравномерность профиля притока нагнетательной скважины по результатам ПГИ;
- наличие гидродинамической связи между потенциальной нагнетательной скважиной для обработки и сопряженными добывающими, подтвержденное как промысловыми исследованиями, так и обусловленное

высоким коэффициентом Спирмена при аналитических исследованиях (при отсутствии данных ПГИ или трассерных исследований);

- приемистость на момент проведения операции не менее $70 \text{ м}^3/\text{сут}$, определенная по замеру от ЦА-320;
- герметичность эксплуатационной колонны и отсутствие заколонных циркуляций.

С учетом выше представленных подходов, необходимых для оптимизации процесса разработки коллекторов тюменской свиты потокоотклоняющими технологиями, представим наиболее эффективную программу применения физико-химических МУН для выбранного участка месторождения. Программа состоит в следующем: по Северному блоку рекомендуется под закачку 4 нагнетательные скважины, по Центральному блоку — 3. На 3 скважинах (№ X4, № X3, № 4X2) воздействие рекомендуется осуществлять на продуктивные пласты T_1 и T_2 . На 1 скважине (№ X71) — на пласт T_2 . В остальных случаях рекомендуется вовлечь в разработку остаточные запасы пласта T_1 (рис. 4). Планируемый прирост дебита по нефти окружающих скважин с учетом переходящего эффекта от обработок, проведенных в 2023 году, составит 2 300 т, 1 390 т и 920 т соответственно. Закачку рекомендуется проводить с использованием гелеобразующих и осадкообразующих технологий. Подбор дизайна необходимо осуществлять после фактических замеров приемистости нагнетательных скважин.

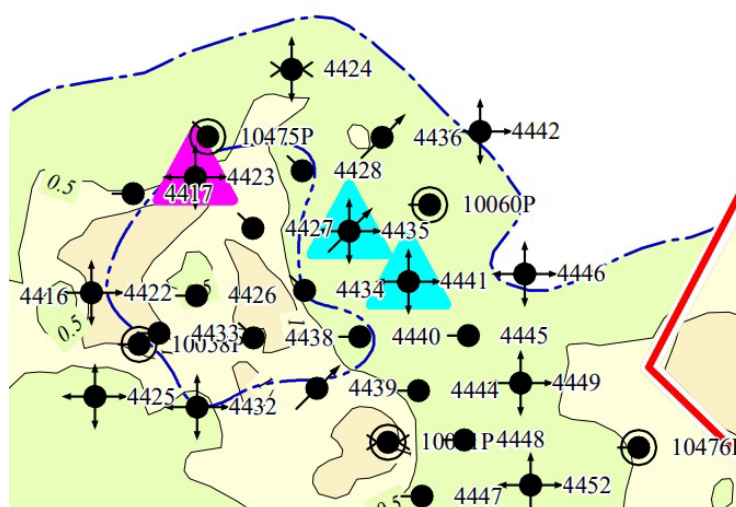


Рис. 4. Карта остаточных запасов нефти Центрального блока месторождения (фиолетовым и голубым треугольниками обозначены скважины, на которых уже применялись физико-химические МУН)

Выводы

По результатам выполнения исследований сформирована программа мероприятий для выбранного участка месторождения, в основе которой

лежит использование физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов с использованием ПОТС. Так, под закачку специальных композиций рекомендуется 7 скважин с общим прогнозируемым приростом добычи нефти после операции, равным 4 610 т (с учетом переходящего эффекта). Прогнозные значения дополнительной добытой нефти могут отличаться в силу реализации других операций по увеличению продуктивности на реагирующих добывающих скважинах.

Анализ результатов применения специальных химических веществ, представленный на рисунке 1 и в таблице 1, позволяет сделать вывод о том, что при выборе дизайна применения потокоотклоняющих технологий на месторождение стоит обратить внимание на показатели удельной эффективности предыдущих скважино-операций и фактических замеров приемистости нагнетательных скважин. В качестве базовых составов для дальнейшей реализации физико-химических МУН рекомендуется применять гелеобразующие и полимер-дисперсные составы за счет их высокой эффективности, обусловленной положительным опытом применения на месторождении. Изменение профиля приемистости нагнетательных скважин необходимо фиксировать путем сравнения показателей потокометрии и ключевых параметров эксплуатации реагирующих добывающих скважин до и после проведения закачки.

Уточнение представленной адресной программы и ее основных шагов может быть реализовано по мере наличия результатов проведения физико-химических МУН с использованием ПОТС на месторождениях-аналогах, что позволит рассмотреть задачу оптимизации процесса разработки коллекторов тюменской свиты более детально и в широком масштабе исследования.

Список источников

1. Особенности инженерного сопровождения и подбора оптимального дизайна закачки потокоотклоняющих составов / С. Ф. Мулявин, Ю. В. Земцов, Р. Ф. Мазитов, В. Ю. Хорюшин. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-47-51. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9(609). – С. 47–51.
2. Повышение выработки запасов нефти из пластов неокомских отложений комплексом технологий / А. Н. Халиков, Д. Ю. Чудинова, Р. М. Кашфутдинова, Я. Д. Б. Атсе. – DOI 10.25689/NP.2019.4.202-217. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4(20). – С. 202–217.
3. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватъеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений) / С. А. Валеев, М. Р. Дулкарнаев, Ю. А. Котенев [и др.]. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 3(49). – С. 38–42.
4. Сравнение эффективности применения потокоотклоняющих технологий и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи / А. Н. Иванов, М. М. Велиев, И. В. Владимиров [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-67-70. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 67–70.

5. Гилязетдинов, Р. А. Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин. – DOI 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113. – Текст : непосредственный // Известия Уральского государственного горного университета. – 2024. – № 1(73). – С. 106–113.
6. Земцов, Ю. В. Обзор физикохимических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях / Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. О. Гордеев. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 7. – С. 11–22.
7. Велиев, Э. Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий / Э. Ф. Велиев. DOI: 10.5510/OGP20200200432. – Текст : непосредственный // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 2. – С. 50–66.
8. Мухаметшин, В. В. Идентификация и использование метода аналогий в решении проблем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В. В. Мухаметшин. – Текст : непосредственный // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 52–62.
9. Шувалов, С. А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С. А. Шувалов, В. А. Винокуров, В. Н. Хлебников. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2013. – № 4(273). – С. 98–107.
10. Мамбетов, С. Ф. Исследование устойчивости дисперсных систем для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в присутствии гидрофобного наполнителя / С. Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4(160). – С. 42–51.
11. Мазаев, В. В. Лабораторное моделирование использования дисперсных составов для регулирования фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи / В. В. Мазаев. – DOI 10.24411/2076-6785-2020-10076. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 2. – С. 32–35.
12. Емельянов, Э. В. Комплексный подход к проектированию физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» / Э. В. Емельянов, Ю. В. Земцов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 7(248). – С. 42–47.
13. Емельянов, Э. В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий в условиях резкой неоднородности продуктивных горизонтов Усть-Тегусского месторождения / Э. В. Емельянов, Ю. В. Земцов, А. В. Дубровин. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-11(611)-76-82. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11(611). – С. 76–82.
14. Мамбетов, С. Ф. Опытнo-промышленные работы комплексной технологии обработки нагнетательных скважин с целью повышения нефтеотдачи / С. Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов. – DOI 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-35-40. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8(656). – С. 35–40.

References

1. Mulyavin, S. F., Zemtsov, Yu. V., Mazitov, R. F., & Khoryushin, V. Yu. Some specific features of the engineering support and optimal design selection of flow-deviating compositions injection. *Oilfield engineering*, 9(609), pp. 47-51. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-47-51
2. Khalikov, A. N., Chudinova, D. Yu., Kashfudinova, R. M., & Atse, Y. D. B. (2019). Increase of oil reserves production from neocomian layers by the complex of technologies. *Neftyanaya Provintsiya*, 4(20), pp. 202-217. (In Russian). DOI: 10.25689/NP.2019.4.202-217
3. Valeev, S. A., Dulkarnaev, M. R., Kotenev, Yu. A., Sultanov, Sh. Kh., Chudinova, D. Yu., & Brilliant, L. S. (2016). Methodical bases of planning and organizing intensive floodingsystems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields). *Exposition oil gas*, 3(49), pp. 38-42. (In Russian).
4. Ivanov, A. N., Veliev, M. M., Vladimirov, I. V., Udalova, E. A., & Veliev, E. M. (2021). Comparison of flow deviation technologies and hydrodynamic enhanced oil recovery methods. *Oil industry*, (4), pp. 67-70. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-67-70
5. Gilyazetdinov, R. A., Kuleshova, L. S., & Mukhametshin, V. Sh. (2024). Risk reduction in the development of hard-to-recover liquid hydrocarbon reserves using a comprehensive analysis of geological and field data. *News of the Ural State Mining University*, 1(73), pp. 106-113. (In Russian). DOI: 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113
6. Zemtsov, Yu. V., Baranov, A. V., & Gordeev, A. O. (2015). Obzor fizikokhimicheskikh MUN, primenyaemykh v Zapadnoy Sibiri, i effektivnosti ikh ispol'zovaniya v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh. *Neft. Gas. Novacii*, (7), pp. 11-22. (In Russian).
7. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *Socar Proceedings*, (2), pp. 50-66. (In Russian). DOI: 10.5510/OGP20200200432
8. Mukhametshin, V. V. (2023). Identification and analogies method application in development problems solving for oil fields in Western Siberia. *Socar Proceedings*, (2), pp. 52-62. (In Russian).
9. Shuvalov, S. A., Vinokurov, V. A., & Khlebnikov, V. N. (2013). Using polymeric agents for eor and waterproofing. *Proceedings of Gubkin Russian state university of oil and gas*, 4(273), pp. 98-107. (In Russian).
10. Mambetov, S. F., & Zemtsov, Yu. V. (2023). Stability studies of dispersed systems for physicochemical methods to enhance oil recovery in the presence of a hydrophobic filler. *Oil and gas studies*, 4(160), pp. 42-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51
11. Mazaev, V. V. (2020). Laboratory modeling of dispersed mixtures application for flow control and enhanced oil recovery. *Exposition Oil Gas*, (2), pp. 32-35. (In Russian). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10076
12. Emelyanov, E. V., & Zemtsov, Yu. V. (2021). Integrated approach to designing physical and chemical eor methods at "RN-Uvatneftegas" LLC. *Neft. Gas. Novacii*, 7(248), pp. 42-47. (In Russian).
13. Emelyanov, E. V., Zemtsov, Yu. V., & Dubrovin, A. V. (2019). Experience of flow-diverting technologies application under conditions of sharp heterogeneity of productive horizons of Ust-Tegusky field. *Oilfield engineering*, 11(611), pp. 76-82. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-11(611)-76-82

14. Mambetov, S .F., & Zemtsov, Yu.V. (2023). Pilot-industrial works of integrated injection well processing technology in order to increase oil recovery. Oilfield engineering, 8(656), pp. 35-40. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-35-40

Информация об авторах / Information about the authors

Вафин Риф Вакилович, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, г. Октябрьский

Гилязетдинов Руслан Альбертович, научный сотрудник кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, г. Октябрьский, gilyazetdinov_2023@mail.ru

Шарипов Фарит Азатович, студент 1 курса магистратуры кафедры теоретических основ разработки месторождений нефти и газа, Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, Москва

Rif V. Vafin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development, Institute of Oil and Gas FSBEI of HE «Ufa State Petroleum Technological University», Branch in the City of Oktyabrsky

Ruslan A. Gilyazetdinov, Researcher at the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas FSBEI of HE «Ufa State Petroleum Technological University», Branch in the City of Oktyabrsky, gilyazetdinov_2023@mail.ru

Farit A. Sharipov, 1st year master's student of the department of Theoretical foundations of oil and gas field development, Lomonosov Moscow State University

Статья поступила в редакцию 20.05.2024; одобрена после рецензирования 05.07.2024; принята к публикации 22.07.2024.

The article was submitted 20.05.2024; approved after reviewing 05.07.2024; accepted for publication 22.07.2024.