

УДК 665.662

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК СПОСОБА РАЗРАБОТКИ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАБУРУНЬЕ

М.Ш. Мусаев, Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар

В условиях высокой выработанности нефтяных месторождений и нестабильных цен на нефть особую актуальность приобретают методы увеличения нефтеотдачи, применение которых способствует увеличению коэффициента извлечения нефти на фоне применения вторичных методов нефтеотдачи. К числу технологий, позволяющих увеличить КИН, относится полимерное заводнение, отличительными преимуществами которого, по сравнению с другими химическими методами, являются широкий диапазон применения и вариативность дизайна при реализации.

В данной работе представлены результаты применения технологии полимерного заводнения на месторождении Забурунье. Для определения стратегии дальнейшей реализации технологии полимерного заводнения и с целью поиска оптимальных прогнозных вариантов разработки проведены расчёты на построенной гидродинамической модели.

Ключевые слова: полимерное заводнение, коэффициент извлечения нефти (КИН), повышение нефтеотдачи, зрелое месторождение, повышение охвата, полимер, гидродинамическая модель, прогнозный вариант, адаптация, оптимизация.

Введение

В настоящее время многие нефтегазовые месторождения Казахстана находятся на поздней стадии разработки и относятся к категории «зрелых» месторождений. По оценке Министерства энергетики РК сейчас в недрах Казахстана остается около 70% нефти. В мировом опыте разработки зрелых месторождений ключевое внимание уделяется внедрению третичных методов увеличения нефтеотдачи – химических, тепловых, газовых, микробиологических. Широкое применение новых методов нефтеотдачи позволило бы нарастить извлекаемые запасы нефти как минимум на 15–20% [1]. Поиск новых технологий и методов разработки, экономически рентабельных для разработки зрелых месторождений, в условиях опережающего обводнения является первоочередной задачей для специалистов нефтяной отрасли. Наиболее широкое распространение

получили газовые, тепловые и химические методы увеличения нефтеотдачи.

Результаты и обсуждение

В целях оценки текущего состояния разработки проведен скрининг топ-27 месторождений АО «НК «КазМунайГаз» для оценки выработанности запасов по текущим и накопленным технологическим показателям. С учетом опережения обводненности на 10%, по сравнению с выработкой запасов нефти от начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ), выделяются следующие месторождения: Каражанбас, Каламкас, Асар, Узень, Карамандыбас, Забурунье, Б. Жоламанов, Кенбай (уч. В. Молдабек), Уз, Акингень, Нуралы, Алибекмола (рис. 1). По данным месторождениям наблюдается низкая выработка запасов при высокой обводненности.

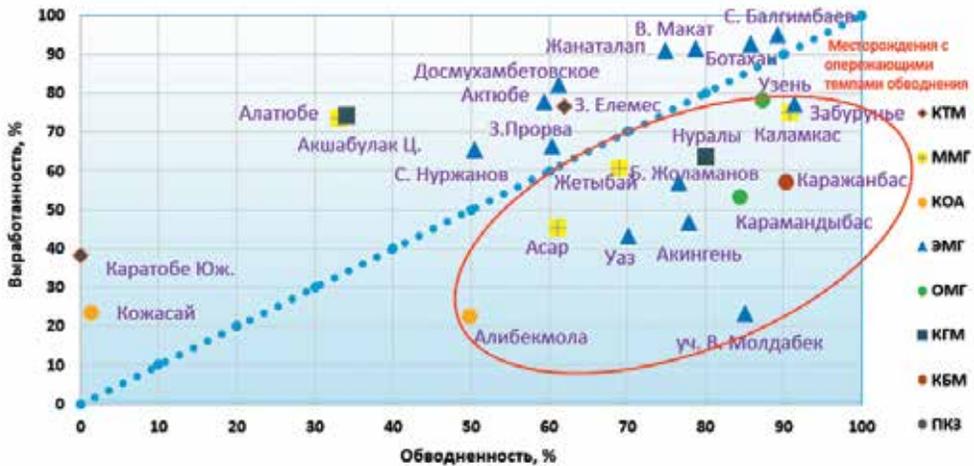


Рисунок 1. Выработанность запасов по топ-27 месторождениям ДЗО АО «НК «КазМунайГаз»

Успешное промышленное внедрение методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) на месторождениях дочерних зависимых организаций (далее – ДЗО) АО «НК «КазМунайГаз» позволит обеспечить прирост коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) до 5–10% и более (рис. 2). При увеличении КИН только на 5% на

месторождениях с опережающими темпами обводненности по АО «Озенмунайгаз», АО «Мангистаумунайгаз», АО «Каражанбасмунай», АО «Эмбамунайгаз» дополнительно извлекаемые запасы могут составить более 164 млн т нефти, что приравнивается к открытию нового крупного месторождения.

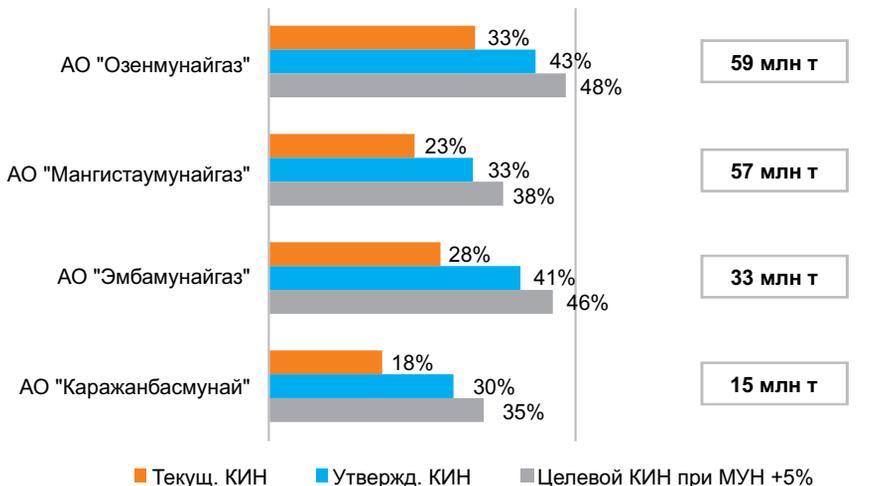


Рисунок 2. Оценка потенциала добычи нефти при применении МУН при увеличении КИН на 5%

Общеизвестно, что основным методом воздействия на нефтяные пласты остается заводнение, ввиду чего повышение его эффективности является одной из главных задач современной нефтяной инженерии. Среди третичных методов увеличения нефтеотдачи наиболее распространёнными являются химические методы воздействия на пласт. Данные методы применимы для

низких и средних температур до 90°C, с широким диапазоном вязкостей от 10 до 900 сП. Полимерное заводнение (далее – ПЗ) является одним из перспективных методов решения для оптимизации существующего заводнения. При закачке в пласт полимерный раствор обычно движется по высокопроницаемым слоям коллектора из-за возникающего наименьшего сопро-

тивления в них при фильтрации и создает комбинацию двух эффектов – повышения вязкости вытесняющего агента и снижения проводимости пористой среды за счет уменьшения динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышения охвата пластов заводнением. Основная специфика фильтрации полимерного раствора состоит не только в повышении вязкости воды, но и в снижении ее подвижности, в повышении фактора сопротивления в пористой среде при малых скоростях фильтрации раствора, причиной которого является адсорбция полимера в пористой среде [2]. Технология ПЗ широко распространена за рубежом – в Китае, Индии, Канаде, Омане, Франции и других странах. Получены положительные результаты полевых испытаний, в ряде случаев ПЗ применяется в промышленных масштабах [3]. В мировой практике имеется опыт применения ПЗ на месторождениях Канады – Pelican Lake, Mooney, Seal, с вязкостью нефти более 1000 сП (3000–80000 сП), с комплексными подходами по разработке (уплотненное бурение горизонтальных скважин в сочетании с полимерным заводнением, модификация полимерного заводнения и др.). С учетом общепринятых критериев МУН (рис. 3) для условий м. Забурунье АО «Эмбаунайгаз» подходящими являются химические методы увеличения нефтеотдачи, в частности, технология полимерного заводнения.

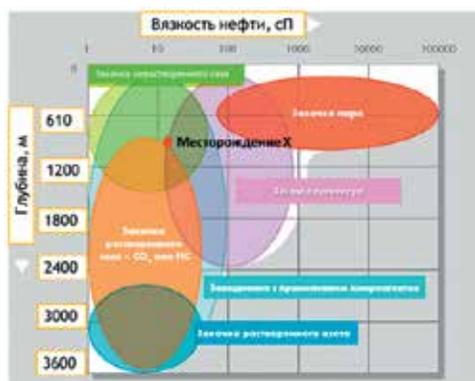


Рисунок 3. Экспресс-скрининг м. Забурунье АО «Эмбаунайгаз»

Общие сведения по месторождению и проекту полимерного заводнения

Газонефтяное м. Забурунье открыто в 1981 г. По величине извлекаемых запасов

нефти месторождение относится к средним и имеет сложное геологическое строение. Основным продуктивным горизонтом является горизонт II–пе. II неокомский горизонт залегает в интервале глубин 889–960 м. Термобарические условия следующие: температура и пластовое давление в среднем по II неокомскому горизонту 38,9°С и 10,0 МПа соответственно, вязкость нефти в пластовых условиях в среднем по горизонту составляет 15,3 мПа*с (табл. 1).

Таблица 1. Геолого-физические характеристики целевого горизонта Неоком-II м. Забурунье

Параметры	Значения
Средняя глубина залегания, м	942
Тип коллектора	терригенный
Пористость по ГИС, д. ед.	0,303
Средняя нефтенасыщенность по ГИС, д. ед.	0,638
Проницаемость по керну, мкм ²	0,526
Начальная пластовая температура, °С	39
Начальное пластовое давление, МПа	9,18
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	15,3
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,811
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,895
Вязкость пластовой воды, мПа*с	1,6
Плотность пластовой воды, г/см ³	1,092
Общая минерализация пластовой воды, г/л	141,5

С ноября 2014 г. на м. Забурунье ведутся опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) по закачке раствора полимера с целью повышения нефтеотдачи пластов на горизонте II–пе. Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин по участку ПЗ составляет 62 и 6 ед. соответственно. ОПИ по технологии ПЗ начаты с закачки полимерного раствора в нагнетательные скв. №11 и 55. По результатам ОПИ на скв. №11 и 55 с сентября 2017 г. на м. Забурунье начаты работы по расширению технологии ПЗ путем перевода под закачку полимерного раствора дополнительно 4 скв. №14А, 34, 42, 48 (рис. 4).

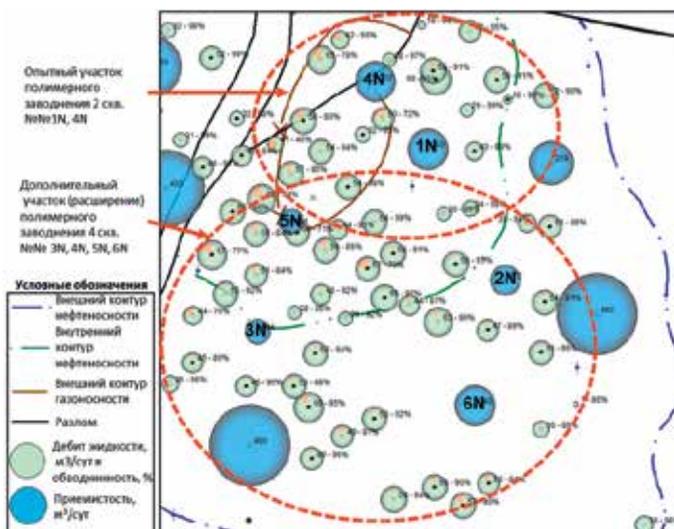


Рисунок 4. Участок ОПИ ПЗ на м. Забурные

В качестве источника воды для подготовки полимерного раствора используется попутно-добываемая (сточная) вода. На участке ПЗ имеется накопительная емкость для отстаивания воды, применяемой для приготовления и закачивания полимерного раствора в скважины. По результатам исследований химического состава закачиваемые воды являются слабокислыми, рассолами средними. Они представлены средней суммарной минерализацией 134657,5 мг/л и плотностью 1,0914 г/см³. Тип вод по Сулину хлоридно-кальциевый. Ионы кальция и магния имеют содержание 2405 мг/л и 1216 мг/л соответственно, вследствие чего воды являются очень жесткими. Содержание растворенного кислорода варьируется от 7,30 до 7,80 мг/л. Содержание трехвалентного железа находится в пределах 0,98–1,54 мг/л, двухвалентного – в диапазоне 24,92–32,76 мг/л, сероводород (H₂S) не обнаружен. Содержание взвешенных частиц – на уровне 18–27 мг/л, нефтепродуктов – 43,7–75,4 мг/л.

Стоит отметить, что с целью оптимизации технологии за счет снижения степени деструкции, повышения вязкости и уменьшения затрат сухого полимерного порошка для загущения закачиваемой жидкости рекомендована подготовка промысловых вод. Помимо высокой минерализации, отмечается повышенное содержание двухвалентных металлов Ca²⁺ и Mg²⁺, закисного железа Fe²⁺, растворенного кислорода. Наличие данных компонентов в воде создает предрасположенность для

окислительной химической деструкции, и, как следствие, потери вязкостных свойств полимера.

Применяемый для закачки полимер марки Floraam 5205 VHM AL-888 относится к виду терполимера акриламида, акриловой кислоты и акриламидо-третбутил-сульфоната (далее – АТБС) и является тройным сополимером (акриламид / АТБС / акриловая кислота). Добавление в состав полимера такого мономера, как АТБС, расширяет диапазон применения полимеров в условиях высокой минерализации и жесткости пластовых вод.

Полимер марки Floraam 5205 VHM AL-888 представляет собой твердое гранулированное вещество, слегка желтого цвета, молекулярной массы 13,53 млн Да. Содержание основного вещества – 90,82%, нерастворимого осадка – 0,00%. Характеристическая вязкость полимера составляет 20,43 дл/г, степень гидролиза – 19,54% и время растворения полимеров в низкоминерализованной воде – 120 мин. Физико-химические параметры полимера Floraam 5205 VHM AL-888 соответствуют заявленным техническим характеристикам и общепринятым требованиям, предъявляемым к полиакриламидам для нефтяной промышленности.

Проведены реологические исследования полимерного раствора, получены зависимости вязкости водных растворов полимеров от концентрации и скорости сдвига при температуре 25°C и 39°C (пластовая температура). Проведена оценка

коэффициента фильтруемости полимерного раствора рабочей концентрации (1950 ppm). Полимерные растворы для ПЗ должны иметь хорошую фильтруемость – это является основой для обеспечения их хорошей закачиваемости и способности продвижения по пласту. Неблагоприятная фильтруемость может привести к серьезной закупорке пор и загрязнению пластов. По результатам эксперимента на фильтруемость раствора полимера марки Floraam 5205 VHM AL-888 с концентрацией 1950 ppm через мембранные фильтры, коэффициент фильтрации <1,5, считается кондиционным.

Исследования на термостабильность полимерного раствора в течение 30 сут при пластовой температуре 39°C проводились методом параллельных колб (в герметичных ёмкостях), с временными интервалами 0, 5, 15, 30 дней, путем замеров начальной и промежуточной вязкости полимерного раствора. Для данных исследований использовались свежеприготовленные полимерные растворы с концентрациями полимера 500 ppm и 1950 ppm. По результатам исследований термостабильности по истечении 30 дней отмечается снижение вязкости по полимерному раствору концентрации 1950 ppm и 500 ppm на 31% и 23% соответственно.

Также с целью оценки нефтевытесняющих свойств полимерного раствора проведены фильтрационные исследования в реальных термобарических условиях на имеющемся керне м. Ботахан, наиболее подходящим по фильтрационно-ем-

костным свойствам, представленным песчаником мелкозернистым, участками средне-мелкозернистым, с тонкими прослойками алевролита. Средние значения Кпр в пределах 0,25–0,3 д. ед, Кпр в диапазоне 176–344 мД.

По полученным результатам фильтрационных экспериментов отмечается прирост коэффициента вытеснения на 5,6% при закачке полимерного раствора с концентрацией 500 ppm, с концентрацией 1950 ppm – 14,1%, что говорит об эффективности вытеснения нефти полимерным раствором в условиях эксперимента по сравнению с заводнением.

С учетом полученных результатов лабораторных исследований обновлён исходный файл с указанием свойств по полимеру для гидродинамической модели. Определенные показатели полимерного заводнения получены в ходе адаптации. Так, подобраны следующие параметры: адсорбция – 0,0001 кг/кг, недоступный поровый объем – 0,2 д. ед., фактор остаточного сопротивления – 10.

Результаты реализации технологии ПЗ

По результатам расчёта эффективности технологии ПЗ по состоянию на 01.01.2021 г. (рис. 5) общий эффект с начала реализации проекта составляет 184635 т нефти, прокачано 14,7% порового объема, затрачено 3640 т полимера, снижение обводненности относительно базового уровня – 2,0%, дополнительная добыча нефти на 1 т полимера – 50,7 т.

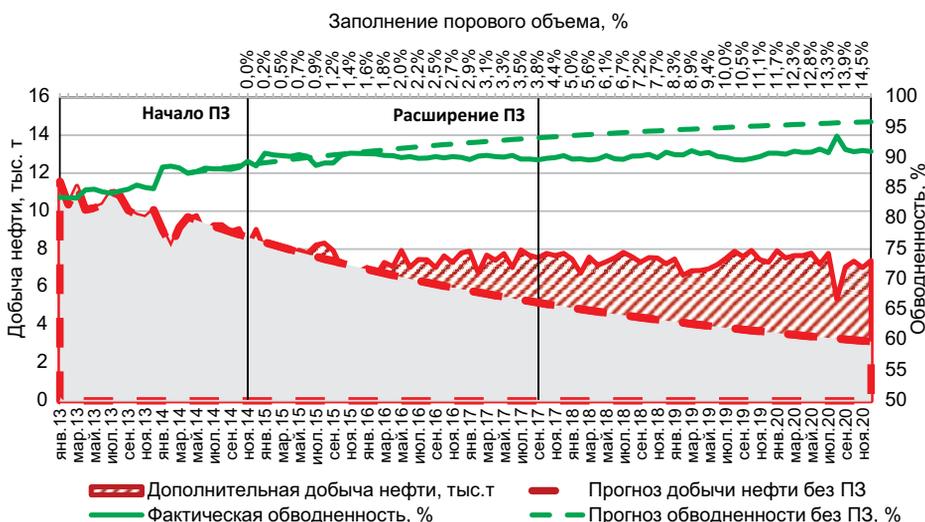


Рисунок 5. Динамика дополнительной добычи нефти ПЗ м. Забурунье

Анализ участка применения технологии ПЗ по различным диагностическим графикам и интегральным характеристикам вытеснения показывает улучшение выработки запасов нефти и процессов вытеснения нефти после начала закачки более вязкого вытесняющего агента. Подтверждением изменения фильтрационных процессов и увеличения охвата пласта

вытесняющим агентом являются стабилизация динамики обводнения продукции и добычи нефти в целом по блоку III горизонта II-не м. Забурунье. Результаты анализа эффективности ПЗ представлены на рис. 6–7. Текущий прирост КИН по сравнению с базовым вариантом при заводнении составляет 2%.

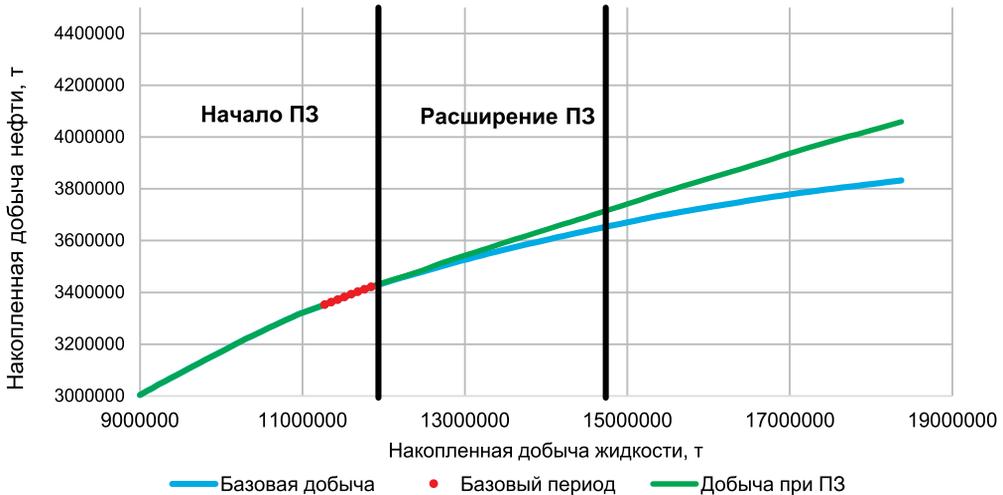


Рисунок 6. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости

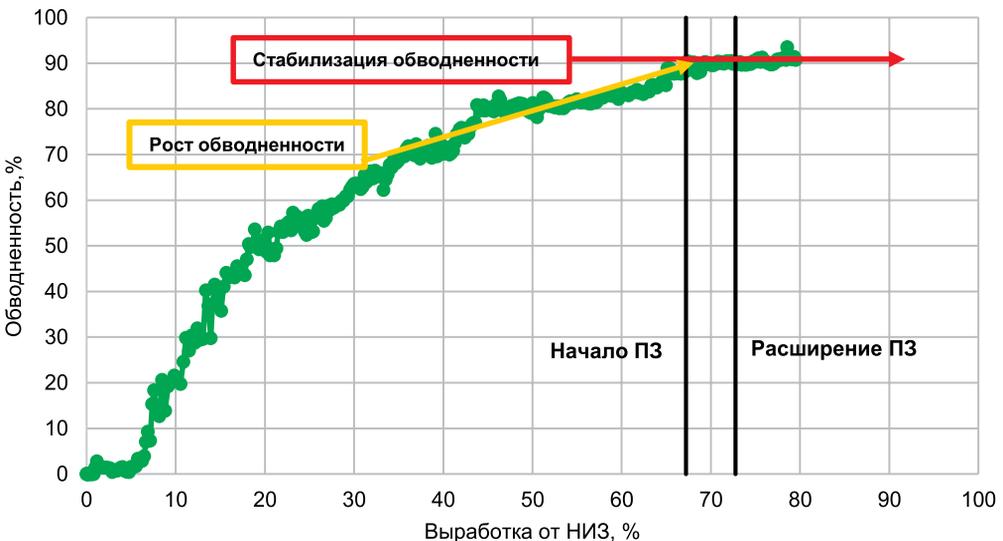


Рисунок 7. Зависимость обводненности от выработки НИЗ

Анализ выхода полимера в добывающих скважинах

В качестве инструментов для оценки эффективности мониторинга технологии ПЗ применяются различные виды про-

мысловых и лабораторных исследований, одним из которых является так называемый экспресс-тест по выходу полимера с применением каолиновой глины, с целью качественного определения присутствия

полимера в продукции реагирующих добывающих скважин опытного участка ПЗ.

Результаты проведенных лабораторных испытаний количественного анализа на присутствие полимера в попутно-добываемых водах м. Забурунье показывают,

что полимер присутствует во всех скважинах, но в большей степени в пробах со скв. №100, 101, 126 (рис. 8), расположенных в районе нагнетательных скв. №11 и №55, и в меньшей – в пробах со скв. №8А, 67, 70, 100, 101, 126 и 151.

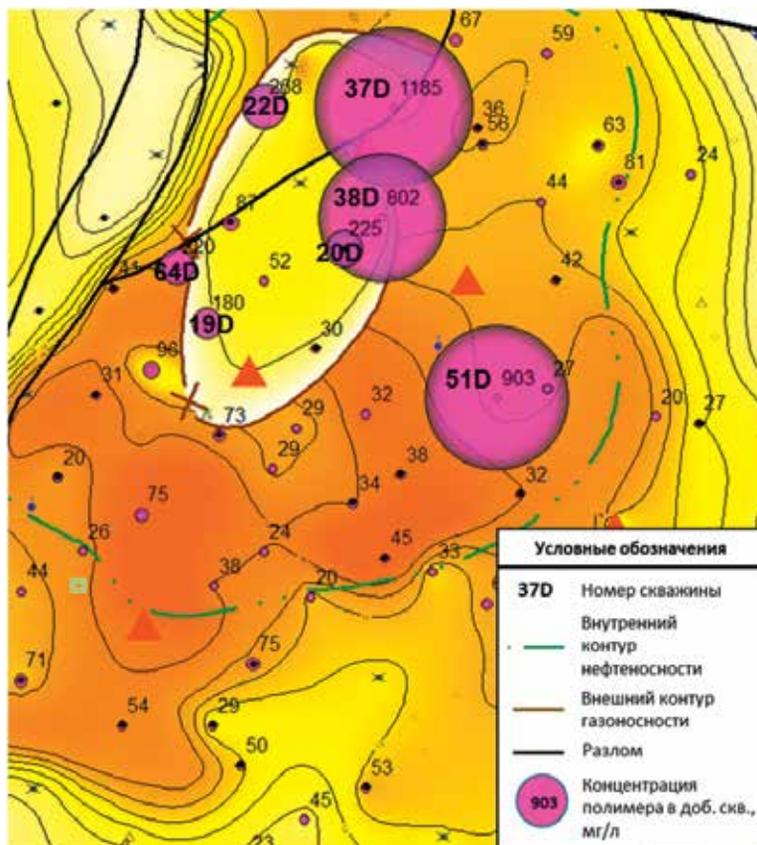


Рисунок 8. Результаты анализа добывающих скважин на выход полимера по участку ПЗ

Для дальнейшего улучшения процесса вытеснения, вовлечения дополнительных запасов нефти и оптимизации затрат необходимо рассмотреть целесообразность отключения нерентабельных добывающих скважин с высокой концентрацией полимера в их продукции. Для повышения охвата заводнением пласта при условии прорыва полимера в добывающие скв. №100, 101 и 126 рекомендуется проведение обработок с применением потокоотклоняющих технологий с целью блокирования возможных каналов и выравнивания профиля приемистости нагнетаемого раствора в нагнетательные скв. №11 и 55. Перед проведением данных работ необходимо проведение трассерных исследований с

целью уточнения объемов каналов, скорости продвижения жидкости и иных фильтрационных особенностей продвижения нагнетаемой жидкости по направлению в добывающие скважины.

Построение секторной гидродинамической модели

В целях расчета прогнозных показателей на м. Забурунье была построена гидродинамическая модель (далее – ГДМ) (рис. 9) с адаптацией модельных показателей к историческим данным на период с 01.05.1989 г. по 01.01.2020 г. ГДМ представляет из себя трехмерную модель черной нефти (Black oil model) с фондом 73 скв. и количеством активных ячеек 62822 ед.

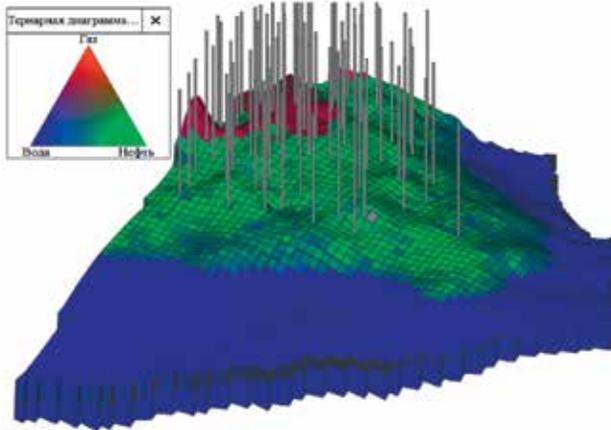


Рисунок 9. Общий вид трехмерной ГДМ пласта

Средняя проницаемость по всей модели составляет 703 мД, средняя пористость – 0,29 д. ед. Гистограммы рас-

пределения проницаемости (PERMX) и пористости (Poro) представлены на рис. 10.

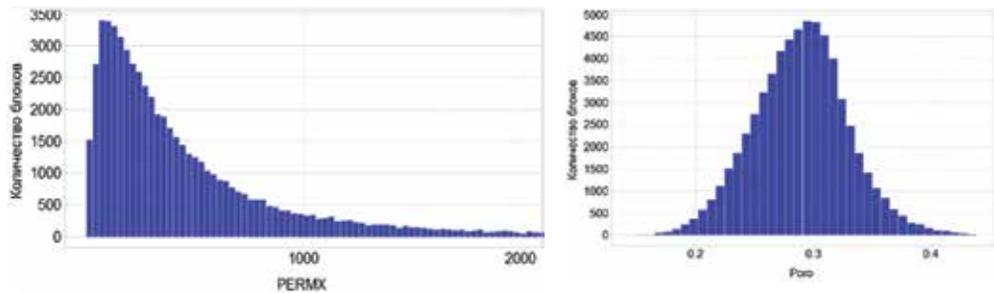


Рисунок 10. Распределение проницаемости (а) и пористости (б)

Инициализация ГДМ производилась посредством J-функции. Неснижаемая водонасыщенность принята как огибающая по данным каротажа пористости в чисто нефтяной зоне. Остаточная нефтенасы-

щенность принята, исходя из коэффициентов вытеснения по месторождениям аналогам. На рис. 11 представлен пример принятых в модели кривых относительных фазовых проницаемостей.

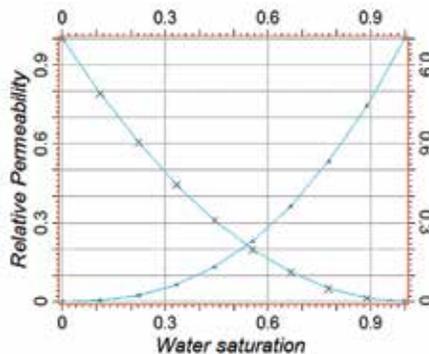


Рисунок 11. Фазовые проницаемости в системе «нефть-вода»

В качестве PVT модели была выбрана трёхфазная модель черной нефти (Black Oil). Результаты исследования пластовой

нефти, которые были использованы в расчетах для корреляций PVT моделей, представлены на рис. 12, а) и б).

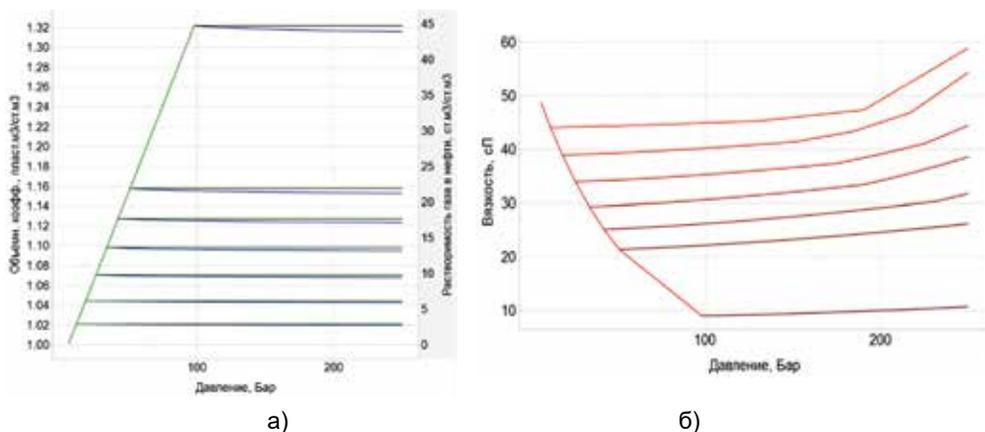


Рисунок 12. Зависимость газосодержания и объёмного коэффициента нефти от давления (а) и зависимость вязкости нефти от давления (б)

Адаптация ГДМ Построенная ГДМ воспроизводит динамику основных показателей разработки на высоком уровне (рис. 13). Погрешности в сходимости мо-

дельных и исторических накопленных показателей нефти и жидкости составляют 0,5% и 0,05% соответственно.

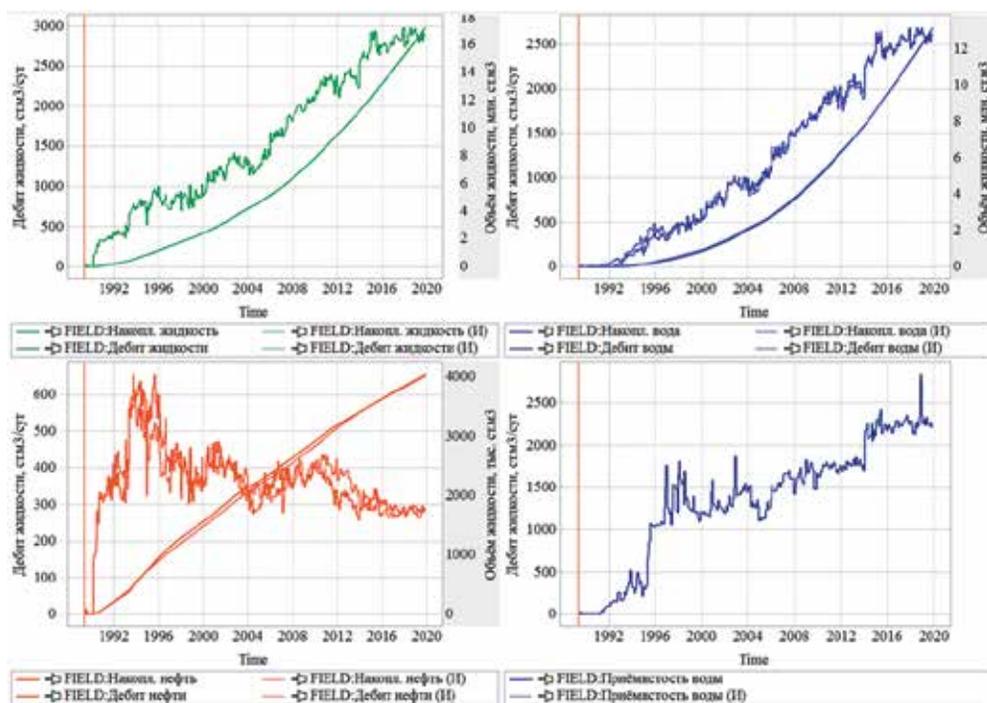


Рисунок 13. Результаты адаптации основных показателей разработки

Ввиду недостаточной информации по пластовому давлению, проанализировано качество поскважинной адаптации забойных давлений. На рис. 14 представлен

кросс-плот сопоставления исторических и модельных значений забойного давления с допустимой погрешностью 20%.

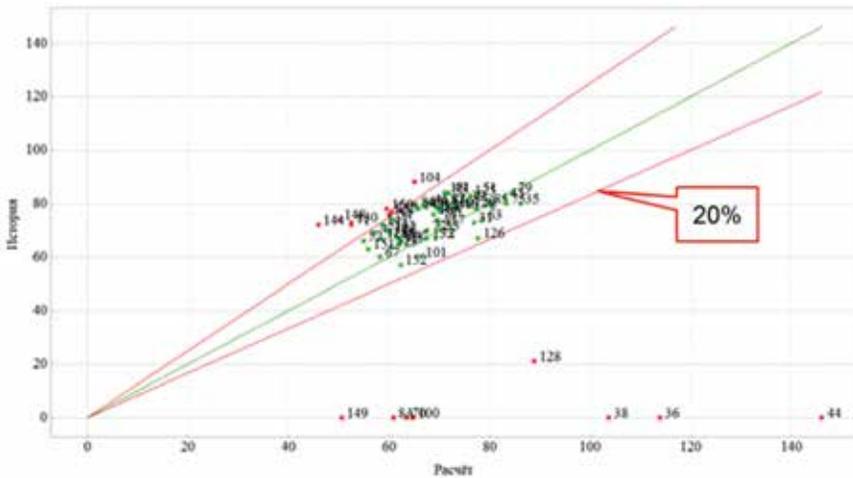


Рисунок 14. Кросс-плот фактических (история) и модельных (расчёт) показателей забойного давления

Функция полимера в ГДМ В рамках построения ГДМ с закачкой полимерного раствора были проведены лабораторные исследования по определению зависимости вязкости полимерного раствора от концентрации, зависимости вязкости от напряжения сдвига и по изменению коэффициента вытеснения (остаточной нефтенасыщенности). Вышеперечисленные параметры успешно внедрены в ГДМ. Настройка свойств полимерного раствора

в ГДМ, не полученных по результатам лабораторных исследований, проводилась посредством адаптации динамики выхода концентрации полимера по ряду реагирующих добывающих скважин на участке ПЗ (рис. 15). При адаптации истории выхода полимеров заметно улучшилось качество адаптации фактической обводненности к модельной как по скважинам, так и по участку ПЗ, в период закачки полимерного раствора.



Рисунок 15. Сопоставление концентрации выхода полимера (фактическая и модельная) по добывающим скважинам

Для проверки функции полимерного раствора в ГДМ был воспроизведён вариант модели, абсолютно идентичный варианту закачки полимерного раствора, за исключением самого агента закачки. Так, вместо полимера для закачки в 6 нагнетательных скважин использовалась

вода. Полученная разница в добыче нефти является показателем эффективности полимерного заводнения в модели (рис. 16). Стоит отметить, что при закачке воды вместо полимерного раствора заметно ухудшилась адаптация обводнённости и, соответственно, дебита нефти.

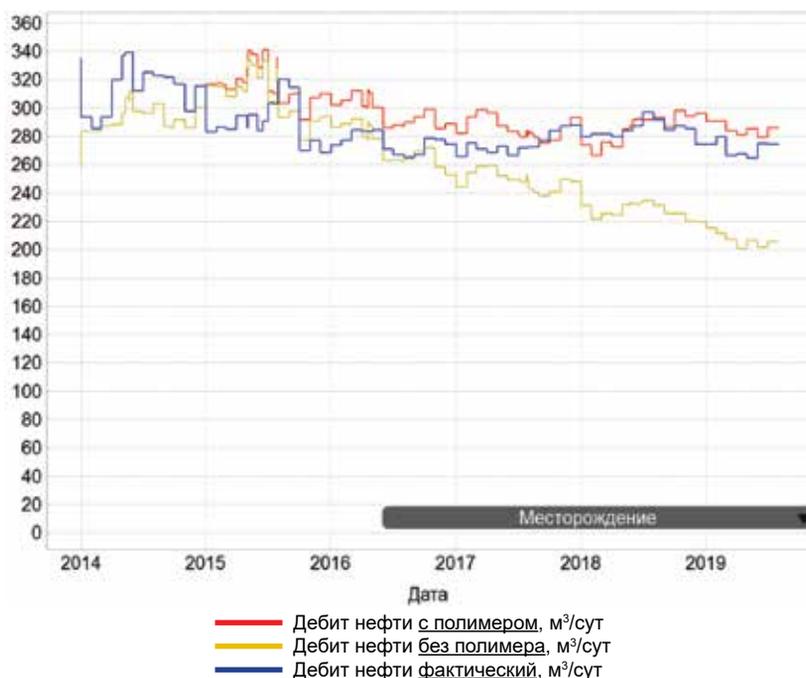


Рисунок 16. Оценка эффективности от технологии ПЗ в ГДМ

Описание и результаты расчетов на секторной модели

Построенная секторная ГДМ удовлетворительно воспроизводит динамику основных показателей разработки и позволяет на основе неё оценивать и анализировать эффективность применения технологии полимерного заводнения с дальнейшей её оптимизацией. Для определения стратегии дальнейшей реализации технологии полимерного заводнения на подготовленной ГДМ проведены расчёты по нескольким вариантам на программ-

ном комплексе tNavigator. Рассчитаны 8 вариантов разработки, различающихся между собой:

- агентом, закачиваемым в нагнетательные скважины (вода и полимер);
- концентрацией закачиваемого полимерного раствора;
- скважинами, переводимыми под закачку воды.

Описание расчётов основных прогнозных вариантов разработки представлено в табл. 2.

Таблица 2. Описание прогнозных вариантов

№ варианта	Описание (все прогнозные варианты стартуют с 2021 г.)
Вариант 0	Базовый вариант – закачка воды
Вариант 1: (Продолжение ПЗ – 1950 ppm)	Продолжение закачки полимерного раствора в 6 скв. без изменения концентрации полимера
Вариант 2: (Прогноз – вода)	Переход на закачку воды на 6 скв. Отключение закачки полимерного раствора
Вариант 3: (Закачка воды в скв. №11 и 55)	Переход на закачку воды в 2 скв. (№11 и 55). Продолжение закачки полимерного раствора в 4 скв. без изменения концентрации полимера
Вариант 4: (Отключение ППД в скв. №11 и 55)	Остановка 2 скв. (№11 и 55). Продолжение закачки полимерного раствора в 4 скв. без изменения концентрации полимера
Вариант 5: (Продолжение ПЗ – 1500 ppm)	Продолжение закачки полимерного раствора в 6 скв. с изменением концентрации полимера на 1500 ppm
Вариант 6: (Продолжение ПЗ – 1000 ppm)	Продолжение закачки полимерного раствора в 6 скв. с изменением концентрации полимера на 1000 ppm

№ варианта	Описание (все прогнозные варианты стартуют с 2021 г.)
Вариант 7: (Закачка воды в скв. №55)	Переход на закачку воды в 1 скв. (№55). Продолжение закачки полимерного раствора в 5 скв. без изменения концентрации полимера
Вариант 8: (Отключение закачки в скв. №55)	Отключение какой-либо закачки в 1 скв. (№55). Продолжение закачки полимерного раствора в 5 скв. без изменения концентрации полимера

Для оценки технологической эффективности ПЗ рассчитан базовый вариант с фиксацией последнего дебита жидкости по скважинам с ноября 2014 г. и с закачкой воды (вариант 0). Полученные показатели

дополнительной добычи нефти разделены на 2 периода (5 и 14 лет) и рассчитаны относительно базового варианта 0 (табл. 3, рис. 17).

Таблица 3. Результаты расчётов прогнозных вариантов

Период расчёта	2021–2025 гг.									
	Варианты	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Накопленная добыча нефти, тыс. т		254,3	410,9	366,3	395,8	386,1	405,8	399,2	395,4	398,0
Доп. добыча нефти, тыс. т			157	112	142	132	152	145	141	144
Период расчёта	2021–2034 гг.									
	Варианты	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Накопленная добыча нефти, тыс. т		585,1	1024,9	776,4	946,5	870,2	991,6	962,2	978,0	957,8
Доп. добыча нефти, тыс. т			440	191	361	285	407	377	393	373

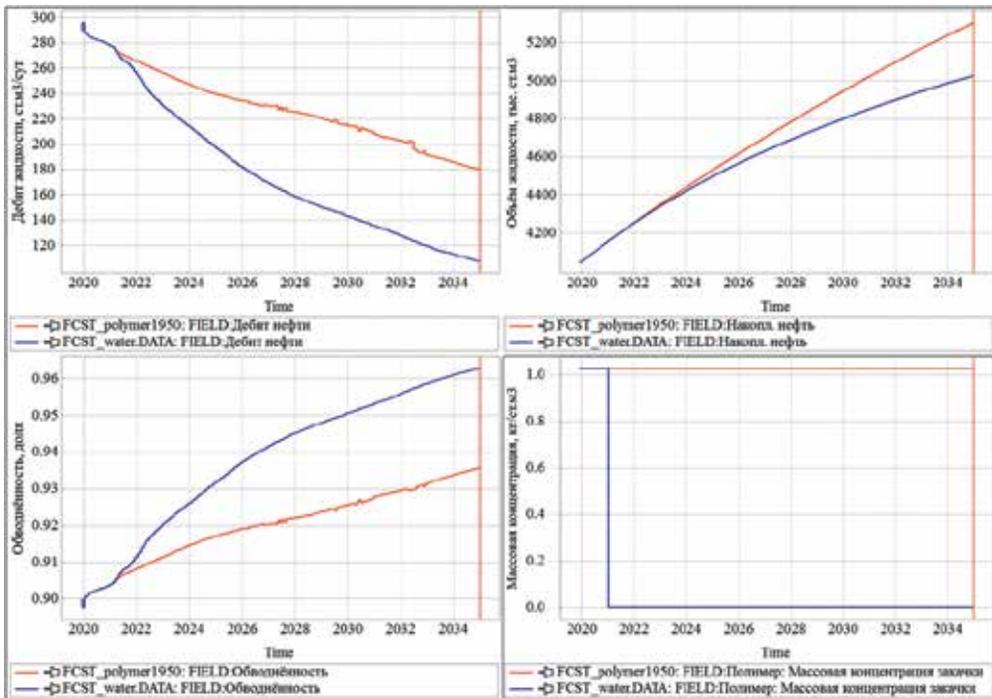


Рисунок 17. Сопоставление технологических показателей 1 и 2 вариантов разработки (красная – вариант 1, синяя – вариант 2)

Как показывают расчёты, во всех вариантах перехода под закачку воды в пер-

воначальных периодах наблюдается незначительная разница по добыче нефти,

что может являться следствием остаточного эффекта (пост-эффект) и сохранения экрана в пласте от закачки полимерного раствора с 2014 г. на участке скв. №11 и 55. При сравнении прогнозных вариантов закачки полимера и воды (варианты 1 и 2) на период 5 и 15 лет наблюдается заметная разница в добыче нефти в размере 45 тыс. т и 249 тыс. т соответственно. Наиболее технологически эффективным вариантом на данный момент является продолжение закачки полимерного раствора в 6 нагнетательных скважин с текущей концентрацией 1950 ppm (вариант 1). Все дополнительные варианты с продолжением реализации технологии ПЗ с различными модификациями имеют более высокие показатели по добыче нефти по сравнению с полным переходом на закачку воды, при этом отличаются между собой объемами закачки полимера.

Выводы и рекомендации

1. Проект полимерного заводнения на м. Забурунье имеет высокую технологическую эффективность.
2. Создана ГДМ по участку ПЗ м. Забурунье, успешно внедрены свойства полимеров и проведена адаптация модельных данных к историческим показателям разработки.
3. На основе ГДМ рассчитаны прогнозные варианты реализации технологии ПЗ, по результатам которых технологически наиболее эффективным является вариант продолжения закачки полимерного раствора на всех 6 нагнетательных скважинах.
4. С целью недопущения дальнейшего прорыва полимера в добывающие скважины №100, 101 и 126 рекомендуется

рассмотреть возможность проведения работ по блокированию промытых зон или каналов (по результатам трассерных исследований).

5. В целях повышения эффективности технологии ПЗ целесообразно отключать низкодебитные нерентабельные скважины с большим содержанием полимера в их продукции.

6. В целях контроля над реализацией и повышения эффективности технологии ПЗ необходимо выполнение в полном объеме программы исследовательских работ по участку ПЗ м. Забурунье.

7. С целью оптимизации технологии ПЗ рекомендуется рассмотреть вопрос по подготовке промысловых вод м. Забурунье.

8. Проведенные лабораторные исследования, а также дальнейшее изучение оценки эффективности полимеров в лаборатории и промысловые данные будут учитываться при обновлении модели, таким образом, способствуя повышению качества прогнозных расчетов.

9. В текущих экономических условиях, учитывая постоянно варьирующиеся цены на нефть, стоит задача по поиску оптимальных вариантов реализации технологии ПЗ (продолжительность и объемы закачиваемого полимера, дизайн закачки, концентрация полимерного раствора), соотношения между экономическими показателями проекта ПЗ и приростом КИН. Выполнение такой задачи требует постоянного проведения многовариантных расчетов на ГДМ с учетом сопоставления с фактическими результатами работ, лабораторными и промысловыми исследованиями и прогнозов макроэкономических показателей.

Список использованной литературы

1. В зоне особого внимания // Kazakhstan. №6. С. 70–74.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., Недра, 1985 г.
3. Delamaide E. et al. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir. – SPE 165234.

ЖЕТИЛГЕН МҰНАЙ КЕН-ОРЫНДАРЫНЫҢ МЫСАЛЫ РЕТІНДЕ ЗАБҰРЫН-КЕНІШІНДЕ ПОЛИМЕРМЕН СУЛАНДЫРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЕНГІЗУ ТӘЖІРИБЕСІ ТУРАЛЫ

М.Ш. Мусаев, Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар

Мұнай кен орындарының түбегейлі сарқылуы мен мұнайдың нарықтағы тұрақсыз бағалары жағдайында, қабаттың мұнай бергіштігін арттыру үшін бағытталған

әдістерді қолдану өндірісте аса ерекше орын алады, және де, оларды қолдану, мұнайды алудың бейпікі әдістерін пайдалана отырып, мұнай алу коэффициентінің жоғарылауына ықпал жасайды.

Мұнайды алу коэффициентін арттыруға мүмкіндік беретін технологиялардың бірі болып полимермен суландыру болып табылады. Осы әдістің басқа химиялық әдістермен салыстырғандағы артықшылығы – дизайнның қолданудағы кең беткейлігінде және оны қолдану барысында параметрлерінің өзгергіштігі болып табылады.

Бұл мақалада полимермен суландыру технологиясын жоғарғы өнімді Забұрын кен-орнында қолдану нәтижелері баяндалған. Полимермен суландыру технологиясын енгізуді әрі қарай жалғатыру стратегиясын анықтау мақсатында, дамудың оңтайлы болжамдық нұсқаларын анықтау үшін жасқталған гидродинамикалық модельді пайдаланып, есептеулер жүргізілді.

Түйін-сөздер: полимермен суландыру, мұнай беру коэффициенті, мұнай өнімділігін арттыру, жетілген кен орны, қамтуды арттыру, полимер, гидродинамикалық модель, болжамдық нұсқа, бейімдеу, оңтайландыру.

THE EXPERIENCE OF IMPLEMENTATION OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY AT ZABURUNYE OIL FIELD AS A METHOD FOR DEVELOPING MATURE FIELDS

M.Sh. Musayev, D.A. Musharova, B.Zh. Zhappasbayev, E.K. Orynbassar

In conditions of high depletion of oil fields and volatile oil prices, methods of enhanced oil recovery are becoming especially relevant, the use of which contributes to an increase in the oil recovery factor in addition to the use of secondary oil recovery methods. One of the technologies allowing to increase the oil recovery factor is polymer flooding technology, the distinctive advantage of which in comparison with other chemical methods is a wide range of application conditions and design variability during implementation.

This paper presents the results of the application of polymer flooding technology in the oil field of Kazakhstan Zaburunye, which is in the high water-cut stage. To determine the strategy for the further implementation of polymer flooding technology and in order to find the optimal predictive development options, calculations were carried out on the developed hydrodynamic model.

Key words: polymer flooding, oil recovery factor, enhanced oil recovery, mature field, increased sweep, polymer, hydrodynamic model, forecast, adaptation, optimization.

Информация об авторах

Мусаев Марлен Шакиржанович – магистр наук, старший инженер отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, m.mussayev@niikmg.kz.

Мушарова Дарья Александровна – магистр наук, научный сотрудник отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, d.musharova@niikmg.kz.

Жаппасбаев Биржан Жомартович – доктор PhD, научный сотрудник отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, b.zhappasbayev@niikmg.kz.

Орынбасар Ермек Кенесұлы – начальник отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, y.orynbassar@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан