

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И РЕКОМЕНДАЦИИ МЕТОДОВ ПО
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ И ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ
ПЛАСТОВ НА ВОСТОЧНО-ПРАВДИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 5 курса 551 группы
специальности: 21.05.02 - прикладная геология
геологического факультета
Омельченко Анастасии Дмитриевны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

_____ А.Т. Колотухин

подпись, дата

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор

_____ А.Д. Коробов

подпись, дата

Саратов 2017

Введение

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является одной из крупнейших в мире и крупнейшей в России провинцией, которая дает более половины добываемой нефти России и большую часть газа. Однако многие крупные нефтяные месторождения, находясь на поздней стадии разработки, характеризуются ухудшением структуры запасов, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов и снижением уровня добычи нефти.

По мнению многих российских и зарубежных экспертов удержать достигнутый уровень добычи можно за счет более широкого применения методов повышения нефтеотдачи пластов [1].

К месторождениям, при разработке которых вышеуказанные методы играют важную роль, относится и Восточно-Правдинское месторождение, выбранное в качестве объекта исследований в данной дипломной работе.

Целью дипломной работы является изучение технологий повышения нефтеотдачи пластов и рекомендации методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи в условиях разработки Восточно-Правдинского месторождения.

Задачами дипломной работы являлось изучение особенностей геологического строения и нефтегазоносности месторождения, анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов, ознакомление с опытом применения методов повышения нефтеотдачи и рекомендации по выбору скважин-кандидатов для проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на месторождении.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, содержит 53 страницы текста, 3 таблицы, 11 рисунков, 8 графических приложений. Список использованных источников включает 17 наименований.

В основу дипломной работы положены фондовые материалы, собранные при прохождении преддипломной практики, а также опубликованные материалы по использованию методов увеличения нефтеотдачи.

Основное содержание работы

Восточно-Правдинское месторождение – объект исследования, расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. Месторождение относится к Салымскому району, расположенному на юго-западе Среднеобской НГО [2].

Административно оно относится к Нефтеюганскому району Тюменской области. Восточно-Правдинская структура выявлена в 1976 г. Месторождение было открыто в 1987 г. В 1991 г. месторождение введено в разработку. Промышленная нефтеносность установлена в пластах BC_6^2 , BC_8^{1-2} ахской свиты.

Поисковые сейсморазведочные работы в районе Восточно-Правдинского месторождения проводились с конца 50-х - начала 60-х годов. В 1963-1966 гг. были проведены сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ). Эти работы позволили выявить и подготовить к постановке бурения Пойкинскую, Тепловскую, Средне-Тепловскую, Средне-Салымскую структуры.

В 1966-1967 гг. была выполнена сейсморазведка методом общей глубинной точки (МОГТ), что позволило уточнить тектоническое строение территории, находящейся в зоне сочленения Пойкинской и Средне-Тепловской структур. Этими работами было закартировано Восточно-Правдинское локальное поднятие.

В 1976-1977 гг. были проведены детальные сейсморазведочные работы, в результате которых была выявлена Восточно-Правдинская структура. В 1977 г. она была подготовлена к поисково-разведочному бурению и передана на баланс подрядной организации «Юганскнефтегаз».

С целью прослеживания нефтяной залежи в сводовой части Восточно-Правдинской структуры в 1987 г. была заложена первая разведочная скважина 1302р. Система разведки месторождения являлась профильной, разведочные скважины закладывались по линиям, исходящим от скважины-первооткрывательницы 1302р в различных направлениях. Такая система

разведки оправдала себя – из 14 разведочных скважин лишь 5 оказались за контуром нефтеносности – показатель их успешности составил 64%.

Положительные результаты геологоразведочных работ вызвали резкую активизацию эксплуатационного бурения - в период с 1990 по 1993 гг. было пробурено 53 скважины. По состоянию на 01.03.2017 г. общий фонд пробуренных скважин увеличился и составил 88.

В районе месторождения разрез делится на два структурных этажа: доюрские складчато-вулканогенные образования и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. В разрезе преобладают терригенные породы от морского до континентального генезиса. Коллекторы сложены песчаниками, алевролитами, флюидоупоры – глинистыми породами.

Породы палеозойского фундамента залегают на глубине 3100-3500 м, характеризуются пестрым вещественным составом: кварцевыми порфиритами, известняками, метаморфизованными аргиллитами и мергелями. Вскрытая толщина – 65-80 м. Доюрские образования с угловым и стратиграфическим несогласием перекрываются песчано-глинистыми породами юрской системы.

Мезозойская эратема представлена породами юрской и меловой систем. Юрская система делится на горелую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Мощность юрских отложений составляет 520-560 м.

В меловой системе выделяются отложения ахской, черкашинской, алымской, викуловской, ханты-мансийской, уватской, кузнецовской, берёзовской и ганькинской свит, представленные в основном песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В нижней подсвите ахской свиты выделяется песчаные пласты БС_{8,9}, в верхней подсвите – песчаные пласты БС₁₋₇. Толщины песчаных пластов 10-20 м. На Восточно-Правдинском месторождении продуктивными являются пласты БС₆ и БС₈, представленные песчаниками и алевролитами. Мощность меловых отложений – 2010-2146 м.

В составе палеогеновой системы выделяются талицкая, люлинворская и тавдинская свиты, представленные осадками морского генезиса, и атлымская, новомихайловская и туртасская свиты, состоящие из континентальных отложений. Мощность палеогеновых отложений составляет 710-790 м.

Четвертичные отложения, несогласно залегающие на отложениях палеогена, в верхней части представлены озерно- и ледниково-аллювиальными отложениями: супесями, суглинками, глинами с валунами. В нижней части пески с прослоями зеленоватых глин и линзами галечников. Толщина образований – 50-60 м.

В тектоническом отношении Восточно-Правдинское месторождение расположено в пределах Западно-Сибирской плиты. Приурочено к одноименному куполовидному поднятию третьего порядка и соответствует восточному склону Среднесалымского малого вала и северной части Малобалыкского малого прогиба.

Структура месторождения амплитудой 32 м, сложная по строению, наиболее приподнятая часть которой располагается по пласту БС₆² в контуре изогипсы -2295 м, а в целом структура оконтуривается изогипсой -2315 м и продолжается на северо-запад на Правдинское месторождение. Минимальная глубина вскрытия кровли пласта -2283 м (скважина №230). Размер поднятия – 8x8,5 км. Сохраняется структура и по кровле пласта БС₈.

Прослеживается малоамплитудная структура (около 50 метров) и в юрских отложениях, по отражающему горизонту В (баженовская свита). Вверх по разрезу структура выполаживается, в апте практически не прослеживается.

Основная часть промышленных запасов нефти на месторождении находится в пласте БС₆² (86,0%). 9,0% запасов приурочена к пласту БС₈¹ и 5,0% – к пласту БС₈².

Продуктивная часть пласта БС₆² развита в центральной части месторождения и продолжается на запад к Правдинскому месторождению. С

юго-востока ограничена зоной глинизации. ВНК на абсолютных отметках - 2310-2315 м. Эффективная толщина – 7,5 м.

Продуктивная часть пласта БС₈¹ развита в северной части, с юга ограничена зоной глинизации. ВНК на абсолютной отметке -2381,4 м. Эффективная толщина – 1,5 м.

В пласте БС₈² три залежи нефти: первая - наименьшая, в южной части. Вторая - небольшая, в центральной части месторождения, третья - в северной части и содержит наибольшие из всех трех запасы нефти.

По пласту БС₆² реализована треугольная система разработки с расстоянием между скважинами 500 м. Система заводнения приконтурная в сочетании с очаговым заводнением. Пласт БС₈¹ начал разрабатываться с применением очагового заводнения (на 3 добывающие скважины приходится 1 нагнетательная), а пласт БС₈² – на естественном режиме.

Для повышения нефтеотдачи пластов на Восточно-Правдинском месторождении проводится ряд геолого-технических мероприятий (ГТМ). С их помощью дополнительно добыто 317 тыс. т. нефти (14% от общей добычи).

Гидравлический разрыв пласта был проведен по двум скважинам. В 1996 году – на скважине 405 (БС₈¹) дополнительная добыча нефти составила 18,9 тыс.т. В 2006 г. проведен повторный ГРП, положительного эффекта небыло. В 2005 г. проведен ГРП на скважине 102 в пласте БС₈¹. Дебит нефти увеличился в 2 раза. Дополнительная добыча – 72,6 тыс.т.

Дострелы пластов – производятся для более полной выработки всей нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта [3].

С 2006 г. проведено 11 дострелов в 11 скважинах пластов БС₆¹ и БС₈¹. Средний дебит нефти до дострела составлял 10,5 т/сут после 14,6. Накопленная дополнительная добыча составила 50 тыс.т.

Эффективным методом восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин, является *бурение бокового ствола (ЗБС)* из вырезанного участка обсадной колонны [4].

С начала разработки Восточно-Правдинского месторождения ЗБС проведено на 6 скважинах. Полученный средний дебит – 20,6 т/сут.

Так, в сентябре 2016 года на скважине 230, которая ранее эксплуатировалась на пласт БС₆ и обводнилась, было проведено бурение второго ствола на пласт БС₈², что дало приток нефти 127 т/сут с обводненностью 12%.

С 2000 по 2008 гг. проведено 33 *интенсификации добычи нефти* в 18 скважинах. Накопленная дополнительная добыча 175,7 тыс.т.

Интенсификация добычи нефти осуществлялась путем воздействия на призабойную зону нагнетательных и добывающих скважин.

С 1992 по 2008 гг. проведено 49 очисток призабойной зоны (ОПЗ) добывающих скважин, в том числе 3 ОПЗ нефтяными растворителями, 7 глинокислотными (ГКО), 14 солянокислотными (СКО) и 25 комплексных обработок (КОПЗ). Суммарная дополнительная добыча составила 71,1 тыс. т нефти. Успешность составила 82 %.

В 1992-2008 гг. проведено 19 ОПЗ нагнетательных скважин, дополнительно добыто 45,1 тыс. т нефти. До 2004 г. в основном применялись комплексные обработки.

В марте 2006 г. в нагнетательной скважине 103 после проведения СКО и ГКО приемистость увеличилась в 8 раз, дебит нефти увеличился на 10 т/сут. Дополнительно добыто 10,6 тыс. т нефти.

В скважине 226 в апреле 2006 г. в результате проведения СКО и ГКО приемистость увеличилась в 4 раза. Дополнительно добыто 2,7 тыс. т нефти.

Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины реагентов для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта с целью выравнивания приемистости скважины и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины [5].

Так 2001 году проводилась обработка нагнетательных скважин *модифицированным сшитым полимерным составом*. В нагнетательные скважины 113, 117 было закачено по 2000 м³ рабочего раствора. По 6

реагирующим скважинам обводненность снизилась на 19 %. Дополнительно добыто 2 тыс. т нефти.

В 2008 г. на двух участках пласта БС₆ была реализована программа *нестационарного заводнения*. Сущность метода: за счет создания давления путем изменения объемов закачки и отборов происходит перераспределение жидкостей в пласте: нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора, а вода из слоев с высокой проницаемостью – в малопроницаемые слои [6].

Первый участок включал нагнетательные скважины 217, 226. После первого цикла обводненность снизилась на 4%, отборы жидкости снизились на 20%. Дополнительно добыто 2,6 тыс. т нефти.

Второй участок включал нагнетательные скважины 229, 251. снижение обводненности на участке составило 2%, отборы жидкости снизились на 15%, что позволило получить дополнительную нефть в объеме 2,5 тыс. т.

С учетом результатов применения методов повышения нефтеотдачи на Восточно-Правдинском месторождении, предлагаются несколько практических рекомендаций:

1. На основе анализа фонда рабочих и бездействующих скважин второй залежи пласта БС₈², было установлено, что действующих добывающих две, 230 и 231, и на них приходится лишь одна действующая нагнетательная скважина – 254. До 2016 года скважина 230 работала на пласт БС₆. В сентябре 2016 года в ней было проведено бурение бокового ствола на пласт БС₈², в результате чего был получен приток нефти в 127 т/сут, и сегодня скважина является добывающей на пласт БС₈².

Чтобы достичь максимального извлечения нефти из пласта, наиболее оптимально и без потерь эксплуатировать залежь, для поддержания пластового давления необходимо ввести в работу несколько нагнетательных скважин. Для этого рекомендуется вывести из бездействия законсервированную разведочную скважину 126 и бездействующую с 2013 года нефтяную скважину 221.

Перед переводом скважины на поддержание пластового давления необходимо провести в них очистку призабойной зоны с целью увеличения приемистости и восстановления проницаемости призабойной зоны.

С учетом геологических особенностей пласта БС₈² и проведенного анализа по интенсификации добычи нефти для условий Восточно-Правдинского месторождения предлагается ОПЗ на основе нефтяных растворителей (Нефрас), ПАВ, кислотных агентов, гидрофобизаторов в нагнетательных скважинах 126 и 221.

Для достижения положительного эффекта от проведения ОПЗ нагнетательных скважин, рекомендуется комплексный подход. На первом этапе предлагается провести ОПЗ по увеличению проницаемости (СКО, ГКО), на втором этапе – ОПЗ водопоглотителями совместно с реагентами, понижающими набухаемость глин, на третьем этапе – ОПЗ по восстановлению фазовой проницаемости для нефти и гидрофобизации породы (растворитель с добавкой гидрофобизатора).

2. При анализе работы скважины 101 на пласт БС₈¹ за год, заметен сильный рост обводнения и снижение дебита нефти. Год назад скважина 101 давала 150 т/сут нефти при обводненности 62%. К марту 2017 года добыча нефти упала до 21 т/сут, а обводненность выросла до 81%. Вероятнее всего, нагнетаемая в пласт вода слишком быстро поступает к добывающей скважине и обводняет добываемую продукцию.

Наиболее подходящий вариант оптимизации режима работы добывающих скважин в данной ситуации это установить на ближайшую нагнетательную скважину 102 штуцер с меньшим диаметром, с помощью которого можно снизить объем нагнетаемой воды в пласт. Перед этим необходимо закачать в нагнетательные скважины 102 и 103 индикаторы, чтобы проследить от какой именно скважины больше всего поступает воды и с какой скоростью.

3. Далее были изучены причины бездействия скважины 10Г, которая имела хорошие показатели по добыче в ближайшие годы.

В феврале 2012 года была пробурена скважина 10Г на пласт БС₆. Дебит нефти в декабре 2016 года составлял 115 т/сут. В конце декабря 2016 года на скважине произошла авария – срыв и прихват оборудования. Часть труб НКТ и насос УЭЦН до сих пор остаются в скважине.

По сравнению со скважиной 10Г соседние добывающие скважины имеют сравнительно низкий дебит нефти от 19 до 44 т/сут. Это свидетельствует о том, что остаточные запасы в районе скважины 10Г больше чем в окружающих ее скважинах.

Чтобы продолжить добычу, в районе аварийной скважины 10Г рекомендуется провести бурение бокового ствола на ближайшей бездействующей скважине. Например, провести ЗБС от бездействующей разведочной скважины 1312Р в район скважины 10Г.

Глубина залегания пласта БС₆² – 2295-2315 метров (ВНК на глубине 2315 метров). Расстояние между скважинами – 400 м. Так как ствол скважины 10Г был пробурен с отходом на северо-восток и длиной горизонтальной части ствола 300 м, то, следовательно, от скважины 1312Р следует пробурить боковой ствол с отходом до глубины 2310-2315 м на расстояние 700 м в северо-восточном направлении.

Использование приведенных выше рекомендаций по применению методов повышения нефтеотдачи позволит получить дополнительные объемы добытой нефти на Восточно-Правдинском месторождении.

Прогнозный удельный технологический эффект предыдущих работ по применению ОПЗ на аналогичных объектах принимается равным 0,5 тыс. т на скважино-обработку. Следовательно, от обработки призабойных зон нагнетательных скважин 126 и 221 можно получить как минимум 1 тыс. т дополнительно добытой нефти с дебитом до 10 т/сут.

Судя по полученному притоку нефти (127 т/сут) после проведения ЗБС на скважине 230 при остаточных извлекаемых запасах нефти (175 тыс.т), проведение зарезки бокового ствола на скважине 1312Р может дать приток в лучшем случае около 100 т/сут нефти. Как минимум – 20 т/сут (20,6 т/сут –

средний полученный приток нефти от ЗБС за все время разработки месторождения).

Оптимизация режима (уменьшение количества нагнетаемой воды за счет меньшего диаметра штуцера) позволит уменьшить обводненность нефти, добываемой скважиной 101, увеличит коэффициент извлечения нефти и предупредит преждевременное обводнение продукции скважины.

Заключение

В соответствии с поставленной целью и задачами дипломной работы, были изучены особенности геологического строения и нефтегазоносности Восточно-Правдинского месторождения, проанализировано текущее состояние разработки продуктивных пластов, рассмотрен опыт применения на данном месторождении конкретных методов по интенсификации добычи нефти. На основе проведенного анализа, даны рекомендации по выбору 4 скважин-кандидатов для проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на Восточно-Правдинском месторождении.

На основании проведенного анализа для интенсификации добычи нефти на Восточно-Правдинском месторождении с целью восстановления проницаемости призабойной зоны скважин 126 и 221 после вывода их из бездействия и использования их в качестве нагнетательных был рекомендован комплекс технологий ОПЗ на основе нефтяных растворителей (Нефрас), ПАВ и кислотных агентов.

Для оптимизации режима работы добывающей скважины 101 рекомендуется установить штуцер в нагнетательную скважину 102 для уменьшения обводнения продукции, а для извлечения остаточных запасов в районе аварийной скважины 10Г необходимо пробурить второй ствол с горизонтальным отходом на расстояние 700 м на северо-восток из ближайшей бездействующей скважины 1312Р.

Список использованных источников:

1. Сергеев, К. Российская нефть: расписание на послезавтра / Сергеев К. // Нефть России. 2017. №3. С. 11-14.
2. Колотухин, А. Т., Астаркин, С. В., Логинова М. П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран: Учебное пособие. – Саратов: ООО Издательский Центр «Наука», 2013.
3. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин: Справочник рабочего / В. Г. Уметбаев. М.: Недра, 1989. 215 с.
4. Антонова, Е. Н. Бурение боковых стволов на примере Уренгойского газоконденсатного месторождения [Текст] // Технические науки: традиции и инновации: материалы II Междунар. науч. конф. — Челябинск: Два комсомольца, 2013. С. 79-82.
5. Бадретдинов, И. А., Карпов, В. Г. Классификация методов увеличения нефтеотдачи / Бадретдинов И. А., Карпов В. Г. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9. №1. С. 1-10.
6. Майбурова, Т. С. Применение метода нестационарного заводнения на пласт БС6 Восточно-Правдинского месторождения [Текст] // Интенсификация добычи нефти. Труды II международной научно-практической конференции. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. С. 93-99.