

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДУБОВОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Иванов А.М.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: mr.andrey186@yandex.ru

Месторождение разрабатывается с 2010 года. Находится на первой стадии разработки, характеризуется низкими темпами отбора нефти. В промышленной эксплуатации находился один объект – D3ps. На пласте пробурено 5 скважин, в т.ч. две добывающих, одна нагнетательная, две ликвидированные. Проектный фонд реализован на 18 %. В добыче перебивало две скважины №№ 1 и 5, под закачкой – одна скважина № 11. На дату анализа на месторождении добыто 53 тыс.т жидкости и 24 тыс.т. нефти, отбор от извлекаемых запасов – 1,8 %, текущий коэффициент извлечения нефти – 0,007. Средний дебит нефти – 6 т/сут, жидкости – 17,5 т/сут, обводнённость – 66 %. Текущая компенсация отборов закачкой – 72 %, накопленная – 17 %. Энергетическое состояние залежи пласта – удовлетворительное, текущее пластовое давление – 15,6 МПа при начальном – 22,2 МПа, что ниже на 6,6 МПа или 30 %. Проектные решения утвержденного документа выполнены частично. Отклонение добычи нефти от проектной величины незначительное. Для достижения утвержденного коэффициента извлечения нефти – 0,4 необходимо бурение новых проектных скважин и формирование системы разработки.

Ключевые слова: нефть, Пермский край, Дубовогорское месторождение, анализ разработки, разработка месторождения.

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF OIL RESERVES DEVELOPMENT OF THE DUBOVOGORSKY FIELD

Ivanov A.M.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: mr.andrey186@yandex.ru

The field has been developed since 2010. It is at the first stage of development, characterized by low rates of oil recovery. In industrial operation was one object - D3ps. 5 wells were drilled on the reservoir, including two mining, one injection, two liquidated. The project fund is implemented at 18%. Two wells No. 1 and 5 were in production, one well No. 11 was injected. At the date of analysis, 53 thousand tons of liquid and 24 thousand tons were produced at the field. oil extraction from recoverable reserves - 1.8%, the current oil recovery ratio - 0.007. The average oil flow rate is 6 tons / day, liquids - 17.5 tons / day, water cut - 66%. The current compensation compensation by injection - 72%, accumulated - 17%. The energy state of the reservoir is satisfactory, the current reservoir pressure is 15.6 MPa with an initial pressure of 22.2 MPa, which is 6.6 MPa or 30% lower. Design decisions of the approved document are partially implemented. The deviation of oil production from the design value is negligible. To achieve the approved oil recovery factor of 0.4, it is necessary to drill new design wells and form a development system.

Keywords: oil, Perm Territory, Dubovogorskoye field, development analysis, field development.

Месторождение разрабатывается с 2010 года. Находится на первой стадии разработки, характеризуется низкими темпами отбора нефти [1,2]. В промышленной эксплуатации находился один объект – D3ps. Максимальный уровень добычи нефти – 5,3 тыс.т достигнут в 2011 году при темпе отбора от ТИЗ – 0,4 %.

Скважина № 1 находилась в консервации с 1.01.1966 по 19.10.2010. В пробную эксплуатацию введена в октябре 2010 года механизированным способом (ЭЦН-30-1850) с начальным дебитом нефти – 21,3 т/сут, жидкости – 21,8 т/сут. В последующий год отмечено снижение дебита нефти до 12,6 т/сут. В течение 2011 года продолжалось снижение дебита нефти и жидкости до 12,6 т/сут.

В январе 2012 г. в скважине был проведен мини–ГРП, с последующей стабилизацией дебита нефти 2012 – 2013 гг на уровне 11,2 – 11,6 т/сут при незначительной обводнённости продукции до 1 %.

В конце 2013 г и 2015 г на скважине произвели замену насоса, что так же стабилизировало дебит в пределах 10-12 т/сут.

В период 2011 – 2015 гг. скважина работала в постоянном режиме с коэффициентом эксплуатации – 0,91-0,96. Накопленная добыча нефти по скважине – 21 тыс.т (88% от всей добычи нефти по месторождению), жидкости – 21,7 тыс.т, текущая обводнённость – 4 %. Показатели добычи приведены на рисунке 1.

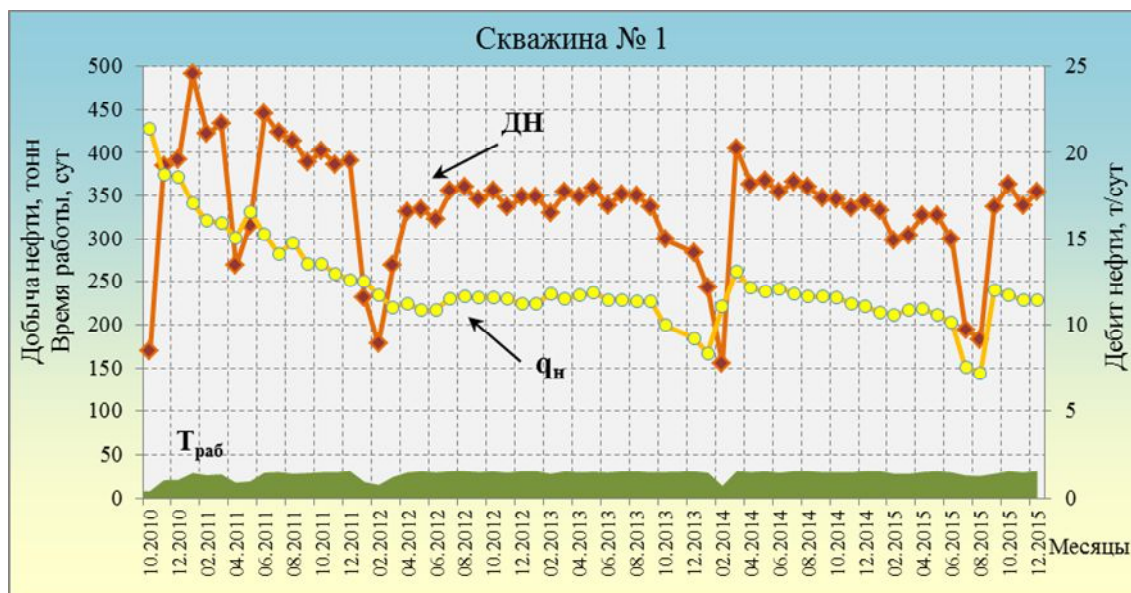


Рисунок 1 - Динамика показателей добычи нефти по скважине № 1.

Скважина № 5 введена в работу в конце 2010 года, после испытания в скважину был спущен насос. Пусковой дебит нефти – 22,8 т/сут, жидкости – 25,6 т/сут при обводненности – 11 %. На 1.01.2011 г. дебит жидкости составил 20,6 т/сут, нефти – 15,7 т/сут, обводненность – 24 %. В первые месяцы эксплуатации (2010 г – 2012 г) дебит жидкости по скважине снизился до 11 т/сут, по нефти – до 1,5 т/сут, при росте обводненности с 11 % до 86

%. Скважина обводняется подошвенной водой; по результатам ГИС между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта плотная перемычка отсутствует. В 2011-2013 гг скважина работает в периодическом режиме коэффициентом эксплуатации 0,4. В течение четырех месяцев после остановки скважины (октябрь 2011 г – январь 2012 г) ее дебит по жидкости восстановился до начального: по нефти – 3,6 т/сут, по жидкости – 26,6 т/сут. С 2014 скважина работает стабильно: дебит нефти – 2 т/сут, дебит жидкости – 28-24 т/сут, обводненность – 90 %. За весь период скважиной добыто 3 тыс.т нефти и 31 тыс.т жидкости, ВНФ – 9,3 т/т. Показатели добычи представлены на рисунке 2.

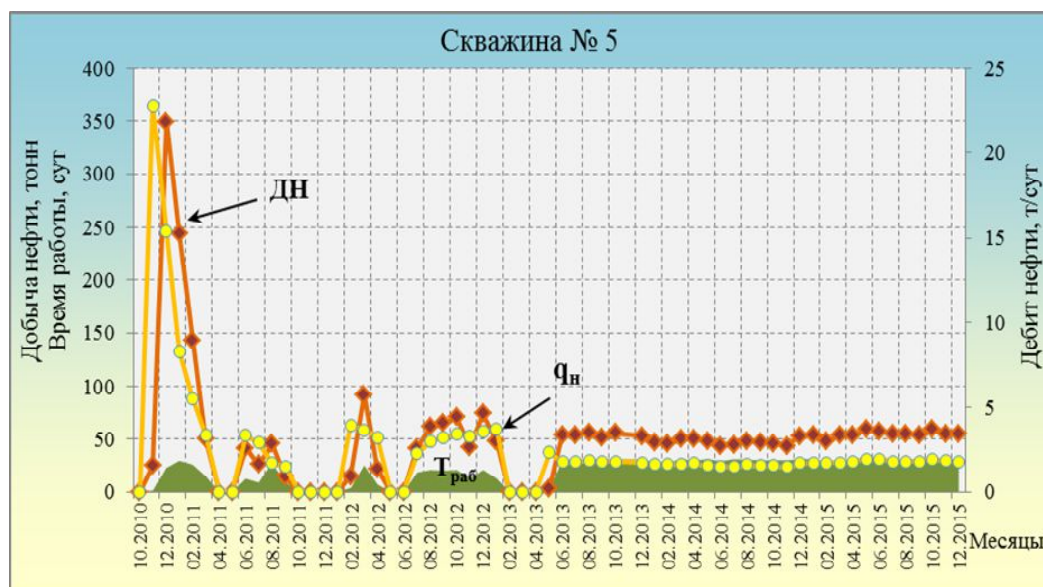


Рисунок 2 - Динамика показателей эксплуатации по скважине № 5.

Нагнетательная скважина № 11

Разведочная скважина № 11 пробурена в 1969 г на Дубовогорском поднятии с целью разведки залежей нефти и газа. В добыче нефти скважина участия не принимала. В январе 2015 г скважина выведена из ликвидации и эксплуатируется как нагнетательная. Накопленная закачка – 10 тыс.м³, приемистость – 27 м³/сут.

Энергетическое состояние

Начальное пластовое давление по пласту D3ps – 22,2 МПа. За прошедший период давление в пласте снизилось: в скважине № 1 до 14,8 МПа и № 5 до 17,4 МПа. Средневзвешенное давление составляет 15,6 МПа, что на 6,6 МПа (или 30 %) ниже начального.

По состоянию на 01.01.2016 года на месторождении добыто 24 тыс.т. нефти или 2 % от НИЗ. Добыча нефти осуществлялась из двух скважин одного пласта D3ps. ТИЗ нефти по пласту D3ps – 527 тыс.т или 96 % от утвержденных НИЗ.

В целом выработка запасов Дубовогорского месторождения характеризуется:

- незначительным сроком эксплуатации – 6 лет;
- низкой степенью выработки запасов – отобрано 2 % от НИЗ месторождения;

- отбором на одну добывающую скважину – 12 тыс.т/скв;
- низким темпом отбора от НИЗ – 0,3 %;
- большой кратностью ТИЗ нефти – более 100 лет;

На Дубовогорском месторождении в добывающем фонде числятся две скважины. Добытая в скважине № 1 нефть является практически безводной (т.е. $f_v < 5\%$) и составила 21 тыс.т или 88 % от накопленной по месторождению. Таким образом, разработка Дубовогорского месторождения находится на начальной стадии [3,4,5].

В данном разделе обобщены фактические результаты (виды, объёмы, эффективность) выполнения геолого-технических мероприятий. В период с 2010 по 2015 годы в скважинах №№ 1 и 5 проведено 2 ГТМ: ГРП и перфорационные работы. Дополнительная добыча нефти от мероприятий не получена.

В 2010 г. в скважине № 5 проведены перфорационные работы кумулятивными зарядами глубокого проникновения (ЗПК-105). В пашийских отложениях, произведён перестрел колонны в интервале 2167-2169 м, сделано 10 отверстий. В тиманских отложениях произведён дострел в интервале 2151-2156 м, сделано 20 отверстий. Заряды ЗПК-105 применяются для создания в колонне отверстий большого диаметра с целью дальнейшего проведения работ по интенсификации притоков.

В 2012 г. в скважине № 1 произведён малообъёмный гидравлический разрыв (ГРП) пласта D3ps. Выполненные работы включали в себя мини ГРП и основной ГРП.

Мини ГРП: закачано 10,4 м³ сшитого геля с загрузкой 3,4 кг/м³ при скорости подачи 1,8 м³/мин, после чего насосы были остановлены. Всего закачано 12 м³ сшитого геля с 0,7 т проппанта 20/40 Forges, продавлено в пласт – 10,4 м³ линейного геля, после чего закачка была остановлена и производилась запись падения давления. Произведён анализ падения давления для расчета давления смыкания трещины, чистого давления, эффективности жидкости и трения в интервале перфорации.

Основной ГРП: закачано 22 м³ сшитого геля с загрузкой 3,6 кг/м³ при средней скорости подачи 3,4 м³/мин. Всего вкачено – 25 т проппанта, из них в пласт – 24,5 т. Продавка составила – 9,5 м³. Всего закачано при ГРП – 114 м³ геля.

Кроме гидравлического разрыва и перфорации проводились работы связанные с оптимизацией скважинного оборудования (смена насосов, увеличение производительности насосов, изменение глубины подвески насосного оборудования).

Выполнение программы ГТМ за 2013-2015 гг.

В 2013–2015 гг. действующим проектным документом было предусмотрено проведение шести обработок призабойной зоны пласта, единичных перфорационных работ и единичных ремонтно-изоляционных работ. Данные мероприятия не реализованы.

7.2 Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период. Программа применения методов.

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется успешной и бесперебойной работой добывающих и нагнетательных скважин. Основной причиной изменения ФЕС в призабойной зоне пласта является кольтатационное загрязнение стенок скважины фильтром бурового раствора. В этом случае применяют обработки, восстанавливающие ФЕС коллектора и устраняющие положительный скин-фактор.

В настоящее время имеется большое количество технологий, применение которых способно повысить эффективность разработки залежей нефти. При выборе технологий воздействия необходимо учитывать геологические условия месторождения, ФЕС пластов, свойства пластовых флюидов, текущее состояние разработки залежей и др. Для обеспечения максимального извлечения нефти Дубовогорского месторождения предполагается применить следующие технологии: гидроразрыв пласта; метод заводнения; потокоотклоняющие технологии (МУН); физико-химические ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин; перфорационные методы; изоляционные работы (РИР, ВИР).

Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта является эффективным способом интенсификации добычи нефти, в т.ч. из расчленённых низкопроницаемых коллекторов. Применение ГРП как элемента системы разработки позволяет увеличить темп отбора запасов, повысить нефтеотдачу за счет вовлечения в разработку слабодренлируемых пропластков, увеличить охват заводнением, вводить в разработку залежи с дебитами скважин в 2-3 раза выше рентабельного уровня, т.е. перевести часть нерентабельных запасов в рентабельные. ГРП позволяет снять положительный скин-фактор и увеличить охват разреза пласта выработкой, т.е.: повысить продуктивность (приемистость) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора; расширить интервал притока (поглощения) при слоистом строении объекта.

Метод ГРП имеет множество технологических разновидностей, обусловленных особенностями конкретного объекта и достигаемой целью. Эффективность технологий зависит от правильного выбора скважин-кандидатов, т.к. каждая технология имеет область применения, ограниченную геологическими, технологическими и техническими факторами. Основным фактором увеличения производительности скважины за счет проведения ГРП является ширина трещины, в отличие от низкопроницаемых пластов, где таким фактором является длина трещины гидроразрыва. Для этого рекомендуется проведение ГРП по технологии концевой экранирования (TSO) с образованием относительно коротких, но достаточно раскрытых (шириной – до 30 мм) трещин.

В случае необходимости проведения ГРП на участках с высокой вероятностью образования водяных прорывов необходимо предусмотреть технологию «изоляционного» ГРП, подобрав оптимальный изолирующий состав, либо технологию, ограничивающую распространение трещины по высоте пласта.

Метод заводнения

Основным методом воздействия, обеспечивающим эффективное вытеснение нефти и поддержание пластовой энергетики пласта, является заводнение. Причины, вызывающие снижение эффективности заводнения пластов:

- ухудшение фильтрационных свойств породы из-за набухания глинистых составляющих породы при контакте с закачиваемой водой, засорение коллектора мелкодисперсными механическими примесями, находящимися в закачиваемой воде, выпадения солей при химическом взаимодействии нагнетаемой и пластовой воды;
- значительная чувствительность к характеру смачиваемости пород нагнетаемым агентом и снижение проницаемости коллектора за счет выпадения парафинов;
- уменьшение охвата пласта заводнением вследствие образования от нагнетательных скважин трещин авто-ГРП.

Для устранения влияния указанных факторов на процесс заводнения используют соответствующие технологические решения: оптимальные сетки скважин и технологические режимы их эксплуатации, нагнетание в пласт необходимого объёма воды, типа и состава, соответствующая механическая очистка, добавка химических реагентов и т.п.

Методы увеличения нефтеотдачи

Особенное значение в комплексе методов, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, имеют физико-химические МУН, которые реализуются на практике обработкой нагнетательных скважин различными химическими композициями. Как правило, эти технологии применяют на средней или поздней стадиях разработки. Технологии регулирования фильтрационных потоков предназначены для изменения направления движения флюидов в пласте. Работы проводят на высокообводнённых объектах с целью перераспределения фильтрационных потоков в пласте путём изоляции высокопроницаемых, а также подключения низкопроницаемых пропластков.

Для реализации технологии в пласт закачивают значительные объёмы растворов химических реагентов. Как показывает опыт, в ряде нефтяных компаний за счёт внедрения физико-химических технологий удаётся получить значимые объёмы дополнительной нефти. Изучение опыта применения физико-химических методов свидетельствует о том, что в настоящее время в России промышленно применяют около 100 физико-химических

технологий и их модификаций. Наиболее широкое применение нашли методы, которые можно разделить на четыре группы:

Технологии, основанные на использовании дисперсных систем, таких как поли-мер-дисперсные системы (ПДС) и их модификации, волокнисто-дисперсные системы (ВДС), системы на основе карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и бентонитовой глины, коллоидно-дисперсные системы (КДС), щелочные полимерсуспензионные композиции (ЩПСК), эмульсионные, пенные системы и др;

Технологии, основанные на применении полимерных растворов, гелеобразующих и вязкоупругих составов, таких как оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ), растворы метилцеллюлозы и их модификации (ММЦ), смолы, большеобъёмные гелевые составы (БГС), полимерно-гелевые системы «Темпоскрин» и «РИТИН», вязкоупругие составы (ВУС), сшитые полимерные составы (СПС) и их модификации, силикатопolyмерные гели (СПГ) и др;

Технологии, предусматривающие использование осадкообразующих составов и компонентов. К ним можно отнести растворы жидкого стекла, щелочи и др;

Технологии, основанные на микробиологическом воздействии на пласт.

Методы увеличения нефтеотдачи являются эффективным средством доработки обводнённых эксплуатационных объектов. Применение данных технологий позволяет стабилизировать, а в ряде случаев и увеличить добычу нефти, уменьшить обводненность добываемой продукции и снизить себестоимость добычи нефти.

Закачка растворов полимеров. Данные технологии применяют с целью повышения эффективности разработки залежей нефти, за счёт ограничения продвижения пластовых вод и увеличения охвата пласта заводнением. При применении полимерных систем необходим тщательный выбор оптимального состава растворов и технологии их закачки. На основании проведённых специальных экспериментов по определению фактора сопротивления в пористых средах установлено, что концентрация растворов полимера выше 0,01% неприменима в коллекторах с низкой и средней проницаемостью, поскольку при этом пласт будет закольматирован полимерным раствором. Кроме того, на эффективность полимерного воздействия в коллекторах с низкой и средней проницаемостью заметно влияет различие в минерализации пластовой и закачиваемой вод, наличие глин, а также температурный режим залежей.

Закачка композиций поверхностно-активных веществ. Использование ПАВ целесообразно в качестве вспомогательных веществ, способствующих повышению эффективности действия других реагентов и составов, например, при закачке полимерных растворов, кислотных составов, растворителей и т.д.

Технология АСП – метод повышения нефтеотдачи, в основе которого лежит закачка в пласт смеси, состоящей из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера. Эта технология позволяет уменьшить остаточную нефтенасыщенность разрабатываемого пласта после использования метода заводнения.

Закачка дисперсных и осадкообразующих систем. В коллекторах с низкой и средней проницаемостью используются составы, содержащие дисперсные наполнители колюматизирующего действия и осадкообразующие системы. При наличии трещиноватости коллектора неизбежны прорывы воды к добывающим скважинам, ликвидировать которые можно путем закачки специальных составов колюматизирующего действия. Работы проводятся на высокообводнённых объектах и направлены на перераспределение фильтрационных потоков с целью изоляции высокопроницаемых, а также подключения в разработку низкопроницаемых интервалов пласта.

Выводы:

На Дубовогорском месторождении за историю выполнено 2 ГТМ. Дополнительная добыча нефти от мероприятий не получена.

На скважинах-кандидатах для проведения ГТМ рекомендуется выполнить плановые ГИС по определению технического состояния и профиля притока пласта (термометрия, ГК и др.), обеспечить контроль интервалов перфорации.

Рекомендуется проводить комплексные обработки, включающие использование кислотных составов и органических растворителей совместно с технологиями интенсивной очистки ПЗП и освоения скважин.

Литература

1. Ситчихин О.В. Строение и нефтегазоносность рифейских пород северо-востока Волго-Уральского бассейна. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, № 1, 2009.
2. Никитина М.В. Оценка перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений на территории Пермского края. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, Т. 12 № 9, 2013.
3. Отчет ООО «СтандартНафта» «Технологическая схема разработки Дубовогорского нефтяного месторождения» – Ижевск, 2013 г.
4. Отчет ООО «СтандартНафта» «Дополнение к технологической схеме разработки Дубовогорского нефтяного месторождения» – Тюмень, 2016 г.
5. Отчет ООО «СтандартНафта» «Проект обустройства Дубовогорского месторождения» – Тюмень, 2012 г.