

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ НАУК О ЗЕМЛЕ**

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХРОНОЛОГИИ ДОКЕМБРИЯ РАН

**Всероссийская молодежная геологическая конференция
памяти В. А. Глебовицкого**

Санкт-Петербург 2020

УДК 550.8 551
ББК 26.3
В85

В85 **Всероссийская молодежная геологическая конференция памяти В. А. Глебовицкого. Сборник тезисов докладов всероссийской молодежной геологической конференции памяти В. А. Глебовицкого. — СПб.: Изд-во ВВМ, 2020. — 481 с.**

ISBN 978-5-9651-0915-9

В сборнике представлены тезисы докладов участников всероссийской молодежной геологической конференции памяти В. А. Глебовицкого. Доклады представлены 27–29 марта 2020 г. в Санкт-Петербурге студентами и молодыми учеными из академических и учебных организаций. Темы докладов освещают актуальные вопросы и задачи, связанные с петрологией магматических и метаморфических комплексов, прикладными и региональными геологическими исследованиями, геологией нефти и газа, физикой и химией минералов, геоэкологией и инженерной геологией, и пути их решения. Материалы сборника демонстрируют современные достижения студентов и молодых ученых в сфере наук о Земле.

Конференция проводится при финансовой поддержке:
Института наук о Земле СПбГУ
Центра Комплексных Морских Исследований СПбГУ
Профсоюзной организации студентов и аспирантов СПбГУ
Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН)
Компании «Аналит»

Выражаем огромную благодарность Чистякову К. В., директору Института наук о Земле СПбГУ, и Лущпееву В. А., доценту кафедры геологии месторождений полезных ископаемых СПбГУ, за возможность издания этого сборника.

Благодарим Касторного Н. А. за предоставленное фото для оформления обложки сборника

ISBN 978-5-9651-0915-9

© Авторы, 2020

Научное издание

Всероссийская молодежная геологическая конференция
памяти В. А. Глебовицкого

Компьютерная верстка:

А. А. Караман
В.А. Владимирова
С.А. Калашникова
А.Р. Тагирова
Е.Б. Борисова
А.К. Шагова
В.А. Прокопец

Подписано в печать 11.03.2020. Формат 60 × 84^{1/16}.
Бумага офсетная. Гарнитура Cambria. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 27,9. Тираж 50 экз. Заказ № 1153.

Отпечатано в Издательстве ВВМ.
196095, Санкт-Петербург, ул. Швецова, 41.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ КИЗЕЛОВСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Матаева А.Ш., Фокеева Л.Х., Фахрутдинов Э.И.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, fokeeva.00@mail.ru

Кизеловский горизонт представлен на участке практически единой залежью, его отложения на юго-востоке Республики Татарстана подразделяются на ряд структурногенетических типов. Из всех разностей коллекторами являются известняки комковатые и известняки густково-детритовые (Закиров, 1998).

На начало до 2000 года темп отбора от НИЗ составил 0,7%. В действующем фонде находились 181 добывающих и 20 нагнетательных скважин. Из кизеловских отложений

408

было добыто 2,2 млн.т нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов на объекте составил 11,7% (Зингидинов, 2015).

С 2000 года начинается интенсивное разбуривание 998 площади, основное бурение велось на 6, 2 и 5 блоках. За 1999-2011 годы отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) вырос в три раза и в 2011 году составил 36,3%. Произошел закономерный рост темпов отбора.

В результате разбуривания Бавлинского участка, внедрения системы поддержания пластового давления увеличилась степень охвата кизеловской залежи воздействием. Наблюдается закономерный рост годовых отборов нефти, максимальный уровень добычи нефти на разбуриваемом Бавлинском участке еще не достигнут (Зинатуллина, 2002). С 2000 года годовые уровни по добыче нефти, жидкости и закачке воды наращены в три раза. Наряду с разбуриванием залежи формируется площадная система заводнения. Достигнутое соотношение добывающих скважин к нагнетательным в целом по участку составляет 6,9, наименьшее соотношение на 6 блоке 4,3. Накопленный отбор жидкости в пластовых условиях компенсирован закачкой на 90%. В процессе разработки кизеловской залежи происходит снижение пластового давления с некоторой его стабилизацией (Ибрагимов, 2002). Среднее забойное давление 3,6 МПа при давлении насыщения 3,3 МПа. На наиболее разрабатываемых 2 и 6 блоках последние годы пластовое давление не превышает 6,0 МПа, на слабообработанных 1 и 5 блоках 6,5-6,7 МПа, а на наименее разбуренном 4 блоке 9,6 МПа.

Разработка кизеловского эксплуатационного объекта ведется в соответствии с проектными решениями дополнения к проекту разработки, выполненного в 2007 году. Объект находится на стадии разбуривания, которая характеризуется ростом годовой добычи нефти. В настоящее время система ППД на кизеловском эксплуатационном объекте до конца не сформирована, с поддержанием пластового давления разрабатываются 6 и 2 блоки, на 1, 4 и 5 блоках под закачку освоены единичные нагнетательные скважины.

На всех участках залежей, введенных в активную разработку, за исключением отдельных добывающих скважин, работающих с высокой обводненностью, характерно значительное снижение пластового давления относительно первоначального и низкая обводненность продукции.

Для выяснения причин невысокого пластового давления при низкой обводненности продукции скважин на трех опытных участках 2 и 6 блоков кизеловского горизонта в 2010-2011 годах были проведены индикаторные исследования с закачкой в пласт красителей-флуоресцина и эозина. Полученные в результате исследований данные показывают, что несмотря на положительный эффект от закачки воды, система ППД не в полной мере эффективно выполняет запланированную работу, вследствие ухода основного объема закачиваемой воды в низкопроницаемую вскрытую перфорацией часть друса. Тем не менее, в настоящее время положительный эффект от закачки воды совершенно очевиден, поскольку при небольшом или отсутствии увеличения обводненности наблюдается увеличение дебитов скважин по нефти либо их стабильность.

Несмотря на большой фонд пробуренных скважин, залежь нефти верхнетурнейского подъяруса находится в состоянии ввода. Залежь пройдена большим числом «граничных» скважин на девон, залежи которого находятся в завершающих стадиях разработки, т.е. заводнены, скважины физически старые. Над турнейской залежью всего в 6-10 м залегают залежь бобринского горизонта, пласты которого интенсивно вырабатываются и заводняются, т.е. снизу и сверху находятся заводненные пласты, давление в которых выше, чем по турнейскому дрису. При старом фонде скважин неизбежны перетоки воды, т.е. непредсказуемое, неконтролируемое и неуправляемое заводнение залежи. Поэтому следует считать, что разработка турнейской залежи находится в крайне сложном положении. Запоздывание в бурении может в дальнейшем существенно осложнить процесс извлечения нефти.

409

В целом по кизеловскому объекту отобрано 6582,8 тыс.т нефти, 8907,2 тыс.т жидкости. Текущий КИН – 0,069, ВНФ – 0,4. От начальных извлекаемых запасов нефти отобрано 34,6 % при обводненности 19,6 %. С начала разработки в пласт закачано 8705,7 тыс.м3 воды, накопленный отбор жидкости в пластовых условиях компенсирован на 88,0% (Зиятуллин, 2002). Суммарный объем закачки воды приближается к отобранному объему жидкости. Но нельзя считать, что на всей залежи разработка идет на режиме вытеснения нефти водой, учитывая увод закачиваемой воды в нижний пласт. Соотношение добывающих скважин к нагнетательным в 2012 году на залежи составляет 7, в том числе на 6 блоке это соотношение приближается к 4, на втором блоке 15, на 4 и 5 блоках это соотношение еще больше.

За период 2006-2013 год на 2 блоке Бавлинского месторождения были выполнены следующие ГТМ (Зиятдинов, 2015):

- в 32 скважинах проводился ЦСКО. Дополнительная добыча составила 12,66 тыс.т.
- в 17 скважинах проводилась технология стимуляции отбора нефти с использованием ПАКС. Дополнительная добыча составила 5,562 тыс.т.
- в 8 скважинах проводилась технология стимуляции отбора нефти с использованием ДВВ. Дополнительная добыча составила 2,3 тыс.т.
- в 6 скважинах были проведена технология ограничения водопритока ВНГС. Дополнительная добыча составила 0,741 тыс.т.
- в 3 скважинах проводилась технология стимуляции отбора нефти с использованием КСМД. Дополнительная добыча составила 0,74 т.т.
- внедрение ОРЭ на 34 скважинах.
- бурение 43 горизонтальных скважин.

По состоянию на 01.01.2015 г. из кизеловского горизонта 6-го блока месторождения добыто: 3331 тыс. т жидкости, 2982 тыс. т нефти и 349 тыс. т воды, проектный КИН составляет 0,2 д.ед.

В настоящий момент 6-ой блок находится на второй стадии разработки. Темпы добычи нефти и жидкости растут. Практически весь проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин разбурен. Темп отбора от НИЗ составляет 6,72 %, темп отбора от ТИЗ – 18,2 %, добыто 69,7 % нефти от начальных извлекаемых запасов (Ибрагимов, 2002).

По результатам опытно-промышленных работ (ОПР) на 6-м блоке Бавлинского месторождения участок скв. 859 достиг очень высокого значения КИН, почти в 2 раза выше проектного, что объясняется уплотнённой сеткой 200 х 200 м и организацией циклического заводнения. Уплотнённая сетка скважин позволяет получить хорошие результаты, но приводит к увеличению затрат на бурение. Обводнённость по участку составляет 30 %, что объясняется тем, что после освоения скв. 859 под нагнетание в нее закачали 500 т соляной кислоты, что привело к раздренированию призабойной зоны пласта.

Жаиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Москва: Струна, 1998. 628 с.

Зиятуллин М.Х. Подсчёт запасов нефти и газа кизеловского горизонта Бавлинского месторождения / М.Х.Зиятуллин. ТатНИПИнефть, г. Бугульма, 2002.

Зиятдинов И.Г. Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин в кизеловском горизонте 6 блока Бавлинского нефтяного месторождения/ И.Г.Зиятдинов ТатНИПИнефть, г. Бугульма, 2015.

Ибрагимов Р.А. Систематизация наблюдений за состоянием водоносных горизонтов разрабатываемых месторождений юго-востока Татарстана в связи с разработкой и совершенствованием системы контроля за геологической средой / Р.А.Ибрагимов. ТатНИПИнефть, г. Бугульма, 2002.