

Обоснования мероприятия по повышению приемистости нагнетательных скважин на примере Бобриковского горизонта Аллагуловского месторождения

Научный руководитель – Хавкин Александр Яковлевич

Трубкин Евгений Александрович

Студент (магистр)

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Высшая школа инновационного бизнеса (факультет), Москва, Россия

E-mail: tisport@mail.ru

В моей работе рассмотрены проблемы геологического строения Аллагуловского месторождения нефти; проведена оценка возможности рентабельности разработки Аллагуловского месторождения тепловым методом разработки; рассчитана возможная прибыльность данного способа и срок окупаемости.

Объектом исследования являются Аллагуловское месторождение.

В работе рассматривается Бобриковский горизонт терригенного коллектора. Аллагуловское нефтяное месторождение открыто в 1970 г. на территории Мелекесского района Ульяновской области в 75 км восточнее г. Ульяновска. Месторождение приурочено к двум куполам: Аллагуловскому и Южно-Аллагуловскому. В тектоническом отношении месторождении расположено в южной части Мелекесской впадины - крупной отрицательной структуры Волго-Уральской антеклизы.

Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях бобриковского горизонта C1bb (пласт Б2), карбонатных отложениях башкирского яруса C2Б (пласт А4) и верейского горизонта C2vt (пласты А1, А2, А3).

Выявлена одна пластовая, сводовая нефтяная залежь. Размеры залежи 2,61x1,5 км, высота 35,4 м. Фильтрационно-емкостные свойства пород изучены по керну и ГИС. По керну пористость определялись по 11 образцам из двух скважин, проницаемость - семи образцам из двух скважин, нефтенасыщенность не определялась. По ГИС проведено 38 определений пористости в 15 скважинах, 33 определения нефтенасыщенности в 14 скважинах. По ГДИ проведено два определения проницаемости по одной скважине. Физико-химические свойства нефти охарактеризованы по двум глубинным пробам, отобранным из двух скважин.

Нефть особо высокосернистая, высокосмолистая, парафинистая, высоковязкая.

В 2017 году выполнен оперативный подсчет запасов в рамках актуализации запасов. С учетом степени изученности, результатов опробования и работы скважин запасы нефти подсчитаны в соответствии с Новой классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

В целом по месторождению

геологические запасы - 14436/2564 тыс.т

извлекаемые запасы - 4822/865 тыс.т;

Пласт Б2 (C2bb)

геологические запасы - 4953/592 тыс.т

извлекаемые запасы - 1571/188 тыс.т;

По состоянию на 01.01.2020 г. пробуренный фонд месторождения составил 25 добывающие скважины, добывающих - 18, нагнетательных - одна, наблюдательных - одна, водозаборных - две, ликвидированных - три (за контуром нефтеносности).

За весь период разработки по месторождению добыто 629,8 тыс. т нефти, 656,5 тыс. т жидкости. Степень выработки начальных извлекаемых запасов составила 14,0% при обводненности 8,9%. Текущий КИН равен 0,047 при утвержденном 0,334. Средняя накопленная добыча нефти на скважину составляет 31,5 тыс.т. при максимальном значении 66,1 тыс. т. В 2016 году добыча нефти составила 20,2 тыс.т, жидкости - 22,2 тыс.т. Темп отбора от НИЗ 0,5 %. Средний дебит скважин по нефти составил 3,0 т/сут, жидкости - 3,3 т/сут, обводненность 8,9 %.

Закачка на месторождении проводилась в два этапа: первый - пробная закачка в 2007 г. в течение трех месяцев и второй - с сентября 2016 по настоящее время. С началом закачки воды в скв. 201 по соседним скважинам наблюдается рост обводненности до 31,7% и 85,5%. В 2016 г. в залежи нефти месторождения было закачено 5,9 тыс. м³ воды при текущей компенсации отбора жидкости закачкой - 24,9%. Приёмистость нагнетательной скважины - 54,8 м³/сут. На 01.01.2017 г. суммарная закачка по месторождению составила 13,1 тыс. м³ воды, при накопленной компенсации отбора жидкости 1,9%.

Объект Б2 (С1bb бобриковские пл.Б2): Введен в разработку в 1996 г. За весь период разработки по объекту добыто 92,4 тыс. т нефти, 95,0 тыс. т жидкости. Степень выработки начальных извлекаемых запасов составила 14,8% при обводненности 9,6%. Текущий КИН равен 0,054.

В 2014 г. составлен новый проектный документ. Фактические уровни добычи нефти меньше проектных показателей на 45,8% или на 0,8 тыс.т нефти (проект - 1,8 тыс.т, факт - 1,0 тыс.т). При этом фонд действующих скважин по факту больше проектного на одну скважину (по проекту - 1, по факту - 2) - в данном году по факту выполнено приобщение пласта в одной скважине. Расхождение в уровнях связано с меньшими фактическими дебитами нефти (1,3 т/сут) по сравнению с проектными (5,1 т/сут).

В 2016 г. уровни добычи нефти соответствовали проектным и составили 1,7 тыс.т. Фактический добывающий фонд (четыре скважины) также превышает проектный (одна скважина) на три скважины. Фактические дебиты нефти также меньше (1,2 т/сут) проектных (4,9 т/сут). Средняя обводненность по факту выше проектной на 6,2%.

В Августе 2017 году организация закачки на объект Б2 приемистость Q=360м³ P=80атм; Q=420м³ P=100атм; Q=480м³ P=120атм. В период с 2017 по 2018 года наблюдается снижение приемистости с 150м³/сут до 50м³/сут и увеличение давления закачки с 50 до 100атм. В мае 2018 года проведена реперфорация объекта Б2. На конец 2019 года приемистость Q=50м³/сут при P=80атм.

Принимая во внимание вышеизложенные факты, данная работа по изучению и целесообразности повышения приемистости на объекте Б2 является актуальной.

Источники и литература

- 1) Отчет по подсчету запасов Аллагуловского, Мордовоозерского, Новобесовского, Новолабинского, Равнинного, Приморского, Кустовского, Южно-Лебяжинского месторождений Ульяновской области / - М1997.
- 2) Дополнение к технологической схеме разработки Аллагуловского нефтяного месторождения (ПАО ПК «РуссНефть», ЗАО «Челенджер») / Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр, но УВС – Казань, 2017.
- 3) Государственная экспертиза материалов подсчета запасов нефти и газа / ГКЗ Роснедра- Москва, 2009.

- 4) Дополнение к технологической схеме разработки Аллагуловского нефтяного месторождения Ульяновской области / ПАО НК «РуссНефть» ООО «Нефтеотдача-Сервис» книга 1. - Самара, 2017.
- 5) Дополнение к технологической схеме разработки Аллагуловского нефтяного месторождения Ульяновской области / ПАО НК «РуссНефть» ООО «Нефтеотдача-Сервис» книга 2. - Самара, 2017.
- 6) Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Аллагуловского месторождения
- 7) Проворов В.М. Тектоническое и нефтегазогеологическое рай. среднего Поволжья отв. ред. - Пермь, 2000.
- 8) Хосе Альварес, Рой Коатс. Технологии циклической закачки для извлечения тяжелой нефти.