

ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ

^{1,2}Серебрянников А.А.

Научный руководитель - профессор П.Н.Зятиков ²

¹ *Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время большинство нефтегазовых месторождений Томской области находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются опережающей обводненностью продукции скважин и низкой степенью выработки запасов углеводородов. Падающие уровни добычи нефти в совокупности с ростом обводненности на нефтедобывающих промыслах все чаще становятся причиной поисков эффективных технологий увеличения нефтеотдачи с целью продления жизненного цикла месторождений.

С целью повышения эффективности технологий МУН на месторождениях Томской области была выполнена работа по оценке возможности применения ПАВ-полимерных составов на поздних стадиях разработки. В литературе и научных журналах большое число работ уделено технологии ASP (англ. «alkaline-surfactant-polymer flooding» - щелочь-ПАВ-полимерное заводнение). Технология предполагает последовательную закачку в пласт поверхностно-активных веществ и щелочи, затем полимера и, наконец, воды. ПАВ способствует мобилизации остаточной нефти в пласте, щелочь помогает снизить потери дорогостоящего ПАВ, полимер вытесняет нефть и удерживает воду [1].

В работе произведена оценка возможности применения ПАВ-полимерных составов на объекте Ю₁²⁺³ нефтяного месторождения «К» Томской области. Глубина залегания пласта составляет 2596 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 6,3 м, пористость – 0,16 д.ед., проницаемость – $6,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность пласта – 0,53 д.ед., песчанистость – 0,92 д.ед., расчлененность – 2,0 ед., температура пласта – 93 °С, давление пластовое – 27,4 МПа. Объект Ю₁²⁺³ разрабатывается с 1998 года, фонд скважин составляет 580 ед., доля неработающего фонда – 10 % или 59 скважин, средняя текущая обводненность – 88 %.

Для обоснования применения технологии щелочь-ПАВ-полимерного заводнения на поздней стадии разработки объекта Ю₁²⁺³ была создана аналитическая модель, позволяющая моделировать возможное изменение подвижных запасов нефти в пределах выбранного участка работ в зависимости от снижения коэффициента остаточной нефтенасыщенности (Кно). Под остаточной нефтенасыщенностью подразумевается то количество нефти в продуктивном пласте, которое остается в нем после полной выработки запасов вытеснением их водой или газом. Величина остаточной нефтенасыщенности зависит от существующего в поровых каналах горной породы капиллярного давления [2]. Подразумевается, что за счет структурно-химических особенностей ПАВ-полимерных составов при нагнетании в продуктивный пласт, в отличие от закачки воды, создается более равномерный фронт вытеснения остаточных запасов, охватывающий не только высокопродуктивные участки пласта, но и слабопроницаемые застойные зоны, в которых остаточная нефть не затрагивается процессом разработки при реализации традиционного заводнения.

Оценка эффективности закачки ASP осуществлялась для участка опытно-промышленных работ (ОПР), отобранного в пределах границ эксплуатационного объекта Ю₁²⁺³, геолого-физические особенности которого удовлетворяют границам применимости технологии ASP. Для участка ОПР и моделирования выбрана группа добывающих скважин, изолированных «кольцом» нагнетательных скважин – это позволяет повысить точность и надежность проводимой оценки, так как минимизирует воздействие текущих промысловых операций на исследуемые добывающие скважины. На рисунке 1 представлен выбранный участок ОПР на карте плотности остаточных подвижных запасов (ОПЗ) объекта Ю₁²⁺³.

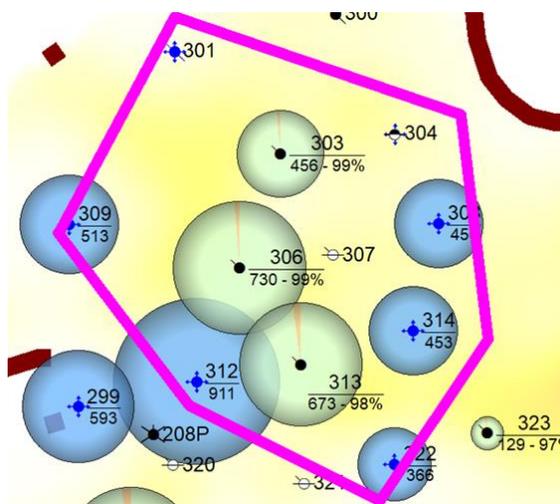


Рис.1 Участок ОПР на карте ОПЗ объекта Ю₁²⁺³

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Накопленная добыча нефти по выбранному участку ОПР на 01.2021 г. составляет 1317 тыс.т. при начальных геологических запасах нефти 3992 тыс.т (текущий КИН = 0,330 д.ед.). Исходные геологические данные выгружены из гидродинамической модели и представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные для расчета по участку ОПР

Показатели	Участок ОПР	Скв. 303	Скв. 306	Скв. 313
Текущий дебит нефти, т/сут	10,9	7,0	9,8	16,1
Текущая обводненность, %	98,7	99	99	98
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1317	349,9	443,3	523,3
Начальные геологические запасы, тыс.т	3992	-	-	-
Поровый объем, тыс. м ³	37044	-	-	-
Пористость, д.ед	0,16	0,16	0,17	0,16
Кн начальный, д.ед	0,57	0,58	0,54	0,59
Кн текущий, д.ед	0,38	0,36	0,4	0,38
Кно, д.ед	0,26	0,22	0,33	0,22
Подвижные текущие запасы по ГДМ, тыс. т	272,1	91,4	109,6	71,1

На рисунке 2 представлен результат расчетов предполагаемого прироста подвижных запасов за счет снижения коэффициента остаточной нефтенасыщенности Кно после закачки оторочки ASP.

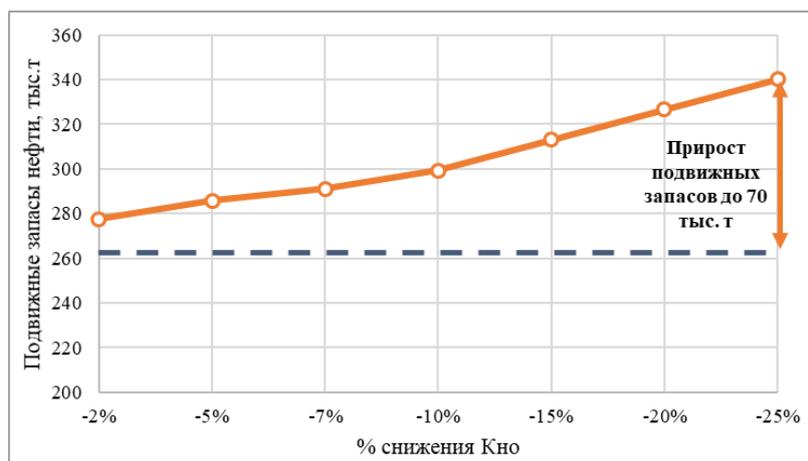


Рис.2 Расчетный прирост подвижных запасов за счет снижения Кно

Согласно расчетам, в условиях выбранного участка ОПР объекта Ю₁²⁺³ месторождения «К» Томской области снижение Кно на 25 % позволит мобилизовать и дополнительно добыть порядка 70 тыс.т остаточных запасов нефти с трех добывающих скважин, конечный КИН поднимется с 0,330 до 0,415 д.ед..

Для подтверждения полученной эффективности технологии ASP в данных геолого-физических условиях необходим гидродинамический расчет на фильтрационной модели участка ОПР.

Литература

1. Прочухан К.Ю. Современные методы увеличения нефтеотдачи. Практический опыт применения отечественной технологии Щелочь-ПАВ-Полимер (ASP) на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 50 – 54.
2. Ахметов Р.Т., Габзалилова А.Х. Остаточная нефтенасыщенность и микронеоднородность продуктивных пластов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4. – С. 31 – 39.