

**АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА Ю₁¹⁻² ЛИНЕЙНОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

А.И. Благовещенская

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном отношении Линейное нефтяное месторождение расположено на территории Александровского района Томской области и входит в состав Тунгольского лицензионного участка №61, по нефтегазгеологическому районированию принадлежит к Усть-Тымскому нефтегазоносному району Васюганской НГО [3]. В тектоническом плане месторождение приурочено к одноимённой структуре, которая находится в южной части Эмторского куполовидного поднятия, расположенного между Александровским сводом на западе и Пыль-Караминским мегавалом на востоке. Месторождение открыто в 1972 году.

В разрезе васюганской свиты Линейного месторождения выделяется нефтеносный горизонт Ю₁, который разделяется на толщи: надугольную, межугольную и подугольную. Объектом исследования были пласты Ю₁¹, Ю₁² (надугольная толща). Пласт Ю₁¹ отделяется от пласта Ю₁² пачкой аргиллитов незначительной толщины. За счёт её выклинивания пласты Ю₁¹ и Ю₁² сливаются, образуя единый резервуар. По литолого-петрографическим особенностям пласты коллекторы Ю₁¹ и Ю₁² близки между собой. Они представлены песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, различной крепости, иногда известковистыми, массивными, с прослоями алевролитов и аргиллитов, в нижней части – алевролитами и аргиллитами [2].

Повышение извлекаемых запасов углеводородов является одной из самых актуальных и важных задач в нефтедобывающей промышленности.

Трассерный метод основан на введении в нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости, которая отгесняется к контрольным добывающим скважинам, вытесняющим агентом путем последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подачи воды в нагнетательную скважину. Одновременно из устья контрольных добывающих скважин начинают производить отбор проб. Отобранные пробы жидкости анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины. Объектом исследования является межскважинное пространство пласта Ю₁¹⁻² Линейного месторождения нефти, в систему которого входят исследуемые нагнетательные скважины и окружающие их контрольные реагирующие добывающие скважины. Общее количество нагнетательных скважин – 7 единиц (скважины №№ 212, 205, 204, 201, 113, 110, 6), общее количество контрольных добывающих скважин – 12 единиц (скважины №№ 109, 111, 112, 114, 115, 116, 117, 202, 206, 207, 208, 211). В настоящее время только с помощью индикаторов представляется возможным определять истинные значения скорости движения жидкости в продуктивных пластах, оценивать действительное распределение потоков нагнетаемой воды между пластами и скважинами. Трассерные исследования дают более дифференцированную картину о макронеоднородности горных пород, чем гидродинамические методы. Трассер флуоресцеин массой 25 кг был растворен в 5 м³ технической воды и закачан в трубное пространство при давлении 100 атм. В качестве контрольного реагирующего окружения были выбраны добывающие скважины №№ 207, 211 (табл.) [4].

Таблица

Технологические параметры работы контрольных добывающих скважин 10.11.2015 г.

| № скв. | Дебит жидкости, т/сут | Дебит нефти, т/сут | Обводненность, % | Средняя скорость фильтрации, м/сут |
|--------|-----------------------|--------------------|------------------|------------------------------------|
| 211 | 29,63 | 7,50 | 74,69 | 60,87 |
| 207 | 23,37 | 4,20 | 82,03 | 33,83 |

Выводы:

На дневную поверхность относительно всего вынесенного объема было извлечено наибольшее количество трассера по скважине № 207 (56,92 %). Соответственно, по скважине № 211 данное значение составило 43,08 %.

Между скважинами № 205 – № 211 рассчитанная средняя проницаемость составила 4,33 мкм². в диапазоне (макс. – мин.) 36,87 – 0,81 мкм²; между скважинами № 205 – № 207 рассчитанная средняя проницаемость составила 1,48 мкм² в диапазоне (макс. – мин.) 13,99 – 0,25 мкм².

Литература

1. Дворкин В.И., Орлинский Б.М. Обработка результатов ГИС, анализ выработки запасов нефти и разработка рекомендаций по совершенствованию разработки Мамонтовского и Приобского месторождений. // Отчет ОАО НПФ «Геофизика». – Уфа, 2003.
2. Ивлева А.С. Геологический проект разведочного бурения на Линейном месторождении. – Томск, 2007.
3. Карапузов Н.И., Петров В.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности в пределах лицензионного участка №61 (Тунгольский). – Томск, 2006.
4. Проведение исследований с помощью трассеров на Линейном нефтяном месторождении (Томская область) // Итоговый отчет ООО «Делика», ООО «Стимул-Т» / Т.В. Трифонов, И.А. Ильин и др. – Казань, 2015. – 98 с.