

Характеристика методов разработки тяжёлых нефтей

Способ		Глубина	Коэффициент нефтеотдачи	Недостатки
Карьерный способ	Открытый	До 50 м	От 65 до 85%	Доп. работы
Шахтная разработка	Очистная – шахтная	До 200 м	До 45%	Снижение эффективности
	Шахтно - скважинная	До 400 м	До 6 %	Большое количество бурения
Холодный	Метод «CHOPS»	Не более 800 м	До 10 %	Ограничения по максимальным значениям вязкости нефти и низкие темпы разработки
	Метод разработки «VAPEX».		До 60 %	

Литература

1. Воронина Н.В. Мировой рынок нефти: тенденции развития и особенности ценообразования, 2003. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.cfin.ru/press/practical/2003-10/05.shtml>. – Дата обращения: 02.10.2017
2. Методы добычи, 2016. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://kursak.net/metody-dobychi-referat/> Дата обращения: 04.10.2017.
3. Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов, 2012. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://studbooks.net/1785717/eniya> – Дата обращения: 01.10.2017.
4. Особенности добываемой в России нефти: разброс качества, 2008. – [Электронный ресурс]. – URL: – Дата обращения: 09.09.2017.
5. «Холодные» способы добычи, 2015. – [Электронный ресурс]. – URL: [http://studbooks.net/1785718/geografiya/holodnye\\_sposoby\\_dobychi](http://studbooks.net/1785718/geografiya/holodnye_sposoby_dobychi). – Дата обращения: 03.10.2017.
6. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: учебно-методическое пособие, 2012. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://window.edu.ru/catalog/pdf2txt/845/77845/58821>. – Дата обращения: 25.09.2017.

**АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ГОРИЗОНТА Ю<sub>1</sub> НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКУДУК (КАЗАХСТАН)**

**Л.И. Исмадова**

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

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

Месторождение Каракудук расположено в юго-западной части плато Устюрт. По административному делению месторождение относится к Мангистаускому району Республики Казахстан. Продуктивными отложениями являются 15 продуктивных объектов: I эксплуатационный объект включает два верхних горизонта Ю<sub>1</sub>-Ю<sub>2</sub>; II эксплуатационный объект – горизонты Ю<sub>6</sub>-Ю<sub>7</sub>, III эксплуатационный объект – горизонты Ю<sub>8</sub>-Ю<sub>9</sub>, IV эксплуатационный объект – горизонт Ю<sub>10</sub>, возвратный объект – горизонты Ю<sub>3</sub>-Ю<sub>4</sub>-Ю<sub>5</sub>. Продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub> четко прослеживается по всей площади месторождения и состоит из двух пластов Ю<sub>1</sub>-А и Ю<sub>1</sub>-Б, при этом пласт Ю<sub>1</sub>-А является промышленным нефтеносным, а пласт Ю<sub>1</sub>-Б – водоносным по ГИС. Для пласта Ю<sub>1</sub>-А общая толщина изменяется от 14,4 м (скв. 180) до 38,7 м (скв. 140БС), общая эффективная толщина от 2,5 м до 18,2 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 1 м до 18,1 м, коэффициент песчаности от 0,2 до 1, коэффициент расчлененности 6. Коэффициент пористости по ГИС варьирует от 0,162 д.ед. до 0,220 д.ед., в среднем составляет 0,176 д.ед., по керну – от 0,120 д.ед. до 0,235 д.ед., в среднем составляет 0,178 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности варьирует от 0,417 д.ед. до 0,520 д.ед., в среднем составляет 0,475 д.ед. ВНК отбивается на абсолютной отметке -2445,5 м. Для опесчаненной части разреза объекта I (пласт Ю<sub>1</sub>-А) профили вскрытия перфорацией и приемистости (кровельная и подошвенная часть) совпадают, что указывает на полный охват данной части разреза [2]. В добывающих скважинах, активно работает подошвенная часть разреза, в кровельной – наблюдается отставание выработки запасов нефти. Большая часть добывающих скважин стимулирована гидроразрывом пласта (ГРП). Средний дебит нефти составляет 10,8 т/сут, жидкости 68,1 т/сут, обводненность 84,1 %. За первое полугодие 2013 г. добыто 10,0 тыс. т нефти и 63,6 тыс. т жидкости, закачано 57,4 тыс. м<sup>3</sup> воды. В границах объекта I, согласно проектным решениям, объединены пласты Ю<sub>1</sub>-А, Ю<sub>2</sub>-А и Ю<sub>2</sub>-Б. Основные запасы нефти содержатся в интервалах пласта Ю<sub>1</sub>-А (кровельная часть объекта I), который характеризуется относительно однородным выдержанным по толщине опесчаненным телом. Пласты Ю<sub>2</sub>-А и Ю<sub>2</sub>-Б характеризуются более высокой неоднородностью и содержат 12% всех запасов объекта. Объект по разрезу охвачен разработкой неравномерно, наиболее активно вырабатываются запасы нефти из интервалов пласта Ю<sub>1</sub>-А, добыто 23,2% от геологических запасов нефти всего объекта: на долю пластов Ю<sub>2</sub>-А и Ю<sub>2</sub>-Б приходится не более 2% всей добытой нефти.

Повышение извлекаемых запасов углеводородов является одной из самых актуальных и важных задач в нефтедобывающей промышленности. На месторождении в основном ГРП проводились на I объекте (горизонты

Ю<sub>1</sub>+Ю<sub>2</sub>), что составляет 79% мероприятий. На I объекте 85% скважин имеют прирост обводненности после ГРП не выше 10%, по месторождению в целом доля скважин с таким приростом составляет 78%.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины. Проведение ГРП с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 0,01-0,05 мкм<sup>2</sup> обычно составляет 40-60 м, а объем закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта [1]. Всего от проведения ГРП эффект получен в 77 случаях (успешность 95,1 %), при этом дополнительная добыча нефти на 1 скв. /опер. составила 3878,9 т. Дополнительная добыча от проделанных работ в сумме составила 314,189 тыс. т.

Выводы:

ГРП рекомендуется к дальнейшему применению на месторождении, так как является эффективным и быстро окупаемым мероприятием за короткий срок.

#### Литература

1. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина: Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 164 с.
2. Мухтанов Б.М. Дополнение к уточненному проекту разработки нефтяного месторождения Каракудук / Отчет ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз». – Атырау, 2013. – 56 с.

### **СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ (НА ПРИМЕРЕ ВЕРХ-ТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

**А.Ю. Калинин, О.А. Локтионова**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г. Новосибирск, Россия*

На юге Западной Сибири наибольший интерес представляют верхнеюрские отложения, с которыми связаны основные запасы и ресурсы нефти. За счет наличия в келловей-волжских отложениях песчаного пласта Ю<sub>1</sub>, имеющего региональное распространение и служащим коллектором, и баженовской свиты, выступающей в качестве нефтематеринской и выполняющей роль флюидоупора, создаются благоприятные условия для формирования месторождений углеводородов. Верх-Тарское нефтяное месторождение связано с оксфордскими песчаными пластами. Месторождение расположено в Межовском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области [1]. В тектоническом отношении приурочено к одноименному локальному поднятию, которое осложняет Межовский структурный мегамыс, граничащий на востоке с Калгачским наклонным мегавалом, на северо-западе – с Лавровским наклонным мезовалом [2].

Верх-Тарское нефтяное месторождение открыто в 1970 г., относится к категории средних по запасам и является самым значимым в Новосибирской области.

Район исследования расположен в Омско-Чулымской и Обь-Ленской фациальных областях. Разрез келловей-волжских отложений представлен васюганской и ее фациальным аналогом наунакской, георгиевской и баженовской свитами, которые формировались в полифациальных условиях: прибрежно-морских, мелководно-морских и прибрежно-континентальных [3, 4].

Васюганская свита подразделяется на нижнюю, сложенную аргиллитами, и верхнюю, представленную чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей, подсвиты. Верхняя подсвита подразделяется на подугольную (регрессивную), межугольную (континентальную) и надугольную (трансгрессивную) пачки и содержит песчаные пласты, формирующие нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>, к юго-востоку васюганская свита сменяется наунакской, представленной неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей, толщина отложений составляет от 60 до 120 м. Георгиевская свита распространена на всей территории исследования, сложена аргиллитоподобными темно-серыми до черных глинами, мощность изменяется от 10 до 22 м. Баженовская свита представлена черными и буровато-черными глинисто-кремнисто-карбонатными породами с высоким содержанием органического вещества (ОВ), на территории исследования она является основной нефтематеринской свитой и совместно с георгиевской свитой выполняет роль флюидоупора, мощность составляет около 30 м.

В ходе исследования были прослежены основные отражающие горизонты: Ф<sub>2</sub> (кровля доюрского основания), П<sup>а</sup> (подосва баженовской свиты), III (кошайская пачка альмской свиты и ее аналоги) и IV (кузнецовская свита), которые ограничивают в кровле и подошве юрский, берриас-аптский, альб-туронский и коньяк-кайнозойский осадочный мегакомплекс.