

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ
ПЛАСТА Ю₁³ БАХИЛОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

А.В. Паначёв, И.Е. Лободюк

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном положении Бахилловское нефтегазоконденсатное месторождение относится к Нижневартовскому району Ханты-Мансийского автономного округа, расположено в 120 км северо-восточнее г. Радужный. Бахилловское месторождение открыто в 1983 г., введено в разработку в 1987 году. Основным объектом разработки является горизонт ЮВ₁, содержащий 81,9 % извлекаемых запасов нефти по категории С₁ и составляет 93,9% от добычи всего месторождения. В горизонте ЮВ₁ выделяются пласты ЮВ₁¹⁻² и ЮВ₁³ [3].

Наибольший интерес для исследования представляет пласт ЮВ₁³, в границах которого находится 36,1 % геологических запасов нефти. Пласт охарактеризован керном в 38 скважинах, представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, реже разномерные, полимиктовые с намывами углисто-глинистого материала, слюдяные [2]. Текстуры неясно слоистые, слоистость косяя крупная разнонаправленная, косоволнистая, волнистая, перекрестная, горизонтальная, пологоволнистая. Отмечаются текстуры оползания осадка. Состав пород чаще полимиктовый, прослоями (в более крупнозернистых разностях) аркозовый: кварца 20-30 %, полевых шпатов – 40-50 %, обломков пород – 25-35 %, редкие чешуйки слюды. Зерна полуокатаны, содержание обломочного материала 85-90 %, цемента 5-12 %, в отдельных прослоях с карбонатным цементом его содержание возрастает до 20-40 % Общая толщина пласта изменяется в пределах 15-41 м.

По данным лабораторных исследований керна, нефтенасыщенный коллектор характеризуется средней пористостью 0,154 и проницаемостью $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². По результатам интерпретации материалов ГИС средняя пористость составляет 0,152, проницаемость – $12,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Начальная нефтенасыщенность составляет в среднем 0,606. Пласт имеет тонкослоистое строение, коэффициент расчлененности пласта равен 5,6, коэффициент песчаности – 0,4. Эффективные толщины изменяются в пределах 1,3-33,1 м и в среднем составляют 13,4 м. Пласт имеет единое положение водонефтяного контакта –2696,0 м. Размеры залежи составляют 12,3 · 8,3 км, высота – 94,8 м, залежь пластово-сводового типа.

Пласт ЮВ₁³ вскрыт в 293 скважинах, разрабатывается фонтанным и механизированным способом [3]. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) [1] на месторождении является основным методом интенсификации и обеспечивает до 55 % от дополнительной добычи нефти. Эффективность применения ГРП [4] можно рассмотреть на примере исследуемой скважины, которая вскрывает пласт ЮВ₁³ в интервале 2545,8-2569,8 м.

Общая толщина пласта составляет 24,2 м, при этом эффективная толщина 22,4 м.

Пористость пласта 20 %, проницаемость $1,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Операция ГРП проводилась в два этапа (мини ГРП и ГРП) при закачке в пласт 20 тонн проппанта (при 0,5 т мини ГРП).

Для проведения операции были использованные флюиды: Delayed XLink Gel (плотность 3 кг/м³), Linear Gel (плотность 3 кг/м³), KCl – 1%; проппанты: 20/40 Fores = 1 т, 16/20 Fores = 11 т, 12/18 Fores = 4 т, 15/18 Fores = 4 т. В результате проведения ГРП была получена трещина с полудлинной 89,7 м и закрепленной длиной 89,6 м, средняя высота разрыва составила 21,6 м.

По результатам ГРП суточный дебит составил 31 т/сут, но при этом резко возросла обводненность продукции с 3,8 % до 30%. Прирост добычи составил 21 т/сут. Эффект от проведения ГРП длился 10 месяцев. В целом операцию ГРП можно считать удачной. Изменение продуктивности скважины представлено на рисунке 1.

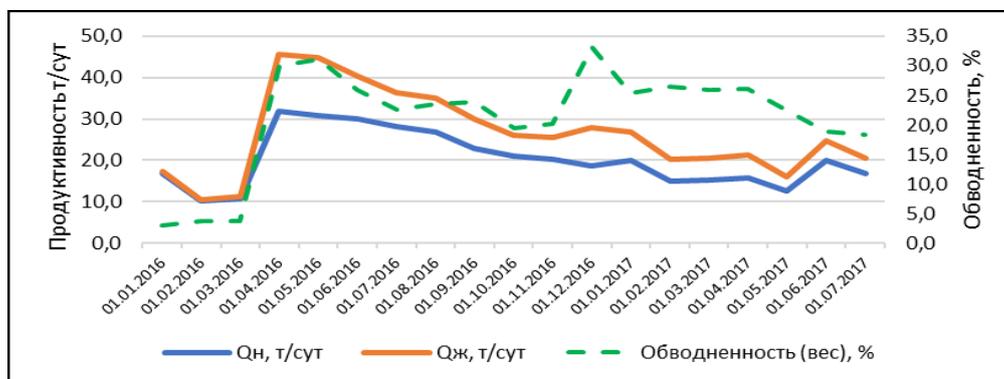


Рис. 1 Продуктивность скважины до и после ГРП

Всего на месторождении, начиная с 1994 г. было выполнено более 200 ГРП по исследуемому пласту. Максимальный прирост дебита нефти в результате проведения ГРП достигнут в 1997 г. 53,8 т/сут. По величине дополнительной добычи нефти выделены три группы скважин:

- с добычей менее 2 тыс. т (неэффективные) – 48 %;
- с добычей от 2 до 4 тыс. т (низкоэффективные) – 24 %;

- с добычей от 4 до 8 тыс. т (среднеэффективные) – 16 %;
 - с добычей более 8 тыс. т (высокоэффективные) – 12 %.
 Всего потери добычи нефти составили 38 тыс. т.

Литература

1. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 164 с.
2. Пенягин Н.В, Жестков Д.Н Особенности корреляции верхнеюрских продуктивных отложений на территории Бахилковского Мегавала (Западная Сибирь) // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – Екатеринбург, 2011 – № 22.
3. Фищенко А.Н., Зверев К.В., Романчев М.А. Сиквенс-стратиграфия продуктивного горизонта ЮВ₁ на территории Бахилковского и Верхнеколик-Ёганского месторождений // Нефтяное хозяйство. – М., 2010 – № 2 – с. 5–9.
4. Хайруллин А.А., Атакишиев А.С. Эффективность применения ГРП // Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2015. – С. 160–163.

АНАЛИЗ КАЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ КРИОЛИТОЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ПОМОЩЬЮ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ

А.Д. Перемитин*, Т.О. Перемитина, И.Г. Яценко

Научный руководитель заведующая лабораторией И.Г. Яценко

Институт химии нефти, г. Томск, Россия

** Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия*

Западная Сибирь остается главным нефтедобывающим регионом России, но в развитии ее нефтегазового комплекса накапливаются негативные тенденции из-за сокращения запасов традиционной нефти и увеличения добычи трудноизвлекаемой нефти (ТИН), в качестве которых являются нефти с аномальными физико-химическими свойствами и с осложненными условиями залегания [1]. В табл. 1 представлена классификация трудноизвлекаемых нефтей Западной Сибири на основе анализа данных из базы данных (БД) Института химии нефти СО РАН. Криолитозона (мерзлота островного, прерывистого и сплошного типов) распространена практически на всей территории Западной Сибири, что еще более усложняет добычу нефти и определяет актуальность данной работы. Цель – на основе анализа данных из БД о 3000 образцах нефти с аномальными свойствами и со сложными условиями залегания с помощью ГИС-технологий определить особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти высокого качества, расположенной на территории криолитозоны Западной Сибири.

Таблица 1

Виды трудноизвлекаемой нефти Западной Сибири и характеристика их информационного описания

Типы трудноизвлекаемой нефти	Объем выборки	Количество месторождений
<i>Нефть с аномальными свойствами</i>		
Тяжелая (плотность более 880 кг/м ³)	346	76
Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20 °С)	117	48
Высокосернистая (содержание серы более 3 % мас.)	17	9
Высокосмолистая (содержание смол более 13 % мас.)	45	26
Высокопарафинистая (содержание парафинов более 6 % мас.)	346	83
Высокоасфальтеновая (содержание асфальтенов более 10 % мас.)	14	10
С высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т)	22	15
С низкой газонасыщенностью (менее 200 м ³ /т)	343	53
С высоким содержанием сероводорода (более 5 % мас.)	1	1
С высоким содержанием ванадия (более 0,003 % мас.)	40	18
С высоким содержанием никеля (более 0,007 % мас.)	16	6
<i>Нефть в сложных условиях залегания</i>		
В слабопроницаемых коллекторах (проницаемость менее 0,05 мкм ²)	223	74
В коллекторах с низкой пористостью (менее 8 %)	8	7
Большие глубины залегания (более 4500 м)	54	26
В прерывисто-сплошной криолитозоне	2467	680
В островной криолитозоне	3126	120
Высокая пластовая температура (выше 100 °С)	77	28
Низкая пластовая температура (ниже 20 °С)	31	13

Данные об изменении показателей физико-химических свойств западно-сибирской нефти, территории того или иного типа криолитозоны приведены в табл. 2. Установлено, что средние значения показателей химического состава