

АНАЛИЗ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЕРХНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.Е. Оловянишникова

Научный руководитель доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для качественного изучения, разработки и эксплуатации месторождений углеводородов необходимо создание вариантов петрофизических моделей коллекторов. Набор физических свойств во многом определяется литологическим составом и условиями образования горных пород. Целью данной работы является выявление пространственных закономерностей изменения петрофизических свойств коллекторов в зависимости от литолого-фациальной зональности месторождения.

Изучаемый район по своему расположению приурочен к Верхневасюганскому инверсионному антиклинорию и Верхнедемьянскому мегантиклинорию с разделяющим их Чекинским прогибом. Нефтегазоносность на Крапивинской площади приурочена к отложениям верхней юры, где выделяют васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты [5].

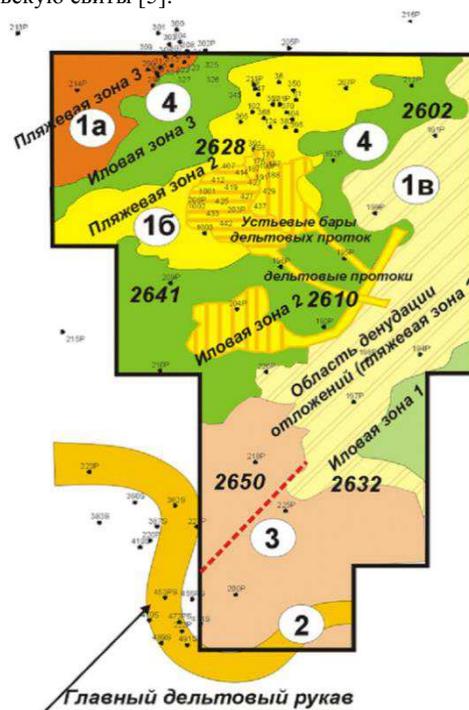


Рис. Фациальная схема продуктивного резервуара Ю₁³ Крапивинского месторождения: 1а, 1б, 2, 3, 4 - литолого-петрофизические типы разреза.

Основной продуктивный резервуар Ю₁³ Крапивинского месторождения имеет мозаичное распределение нефтяных полей, что объясняется наличием в теле коллектора серии лентоподобных, низкопроницаемых песчаных полос, выполняющих роль фронтальных экранов [3, 5].

Осадконакопление происходило в дельтовых условиях. Особенности литологического строения и фильтрационно-емкостной неоднородности пласта позволяют выделить четыре литолого-петрофизических типа разреза на территории месторождения (рис.) [1].

Для каждого литолого-петрофизического типа разреза рассмотрен следующий набор петрофизических параметров: минералогическая, увлажненная плотности ($\delta_{увл}$), коэффициенты: открытой пористости, проницаемости ($K_{пр.г}$), электрической пористости (P), скорость продольных волн (V_p) [4].

При петрофизическом исследовании проведены корреляционный и статистический анализы (табл. 1). Была изучена зависимость между коэффициентом открытой пористости и вышеперечисленными параметрами. Выявлено, что минералогическая плотность не зависит от коэффициента пористости. Набор корреляционных уравнений для каждой зоны индивидуален. Но существуют одинаковые уравнения для некоторых параметров представленных зон. Уравнения корреляции коэффициента проницаемости по газу имеют экспоненциальный вид. Литолого-петрофизические типы 1а и 1б имеют одно уравнение для $K_{пр.г}$, это связано с тем, что отложения данных типов сформировались в условия пляжа. Уравнения электрического параметра пористости для всех типов разреза имеют линейную зависимость, но для разреза типа 1б для пористости 0-12% характерен экспоненциальный вид уравнения. Зависимости для скорости продольной волны для литолого-петрофизических типов 1б и 1в имеют логарифмическую зависимость, а для типов 3, 4 - экспоненциальную. Это означает, что отложения типов 1б и 1в сложены в основном среднезернистыми, слабосцементированными алевритами и

песчаниками, а 3, 4 сложены мелкозернистыми алевролитами и песчаниками. Отложения, принадлежащие типам 1б, 1в, 4, имеют одно уравнение зависимости для увлажненной плотности, отличное от уравнения для отложений 3 типа, что говорит о том, что отложения фронта дельты 1 и 4 типов формировались в условиях активного и пассивного выдвигания береговой линии, а типа 3 в переходо-дельтовых условиях.

Статистический анализ проводился по критерию Колмогорова-Смирнова [2] и подтвердил существование зональности на территории данного месторождения (табл. 2), но зоны, сложенные отложениями 1в, 3 и 4 типов, можно объединить в одну зону. Значения петрофизических параметров типов разреза 1а, 2б и 1б, 1в имеют существенные различия. Чередование по площади полосовидных участков улучшенных (типы разреза 1а, 1б) и ухудшенных (тип разреза 4) коллекторов в ходе статистического анализа подтвердилось.

Таблица 1

Корреляционные зависимости петрофизических параметров для пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения (параметры, приведенные в таблице, коррелируют с коэффициентом открытой пористости)

	1а	1б	1в	2	3	4
$K_{пр.г}$	$y = 0,0004 * e^{-0,64x}$	$y = 0,0004 * e^{-0,64x}$	$y = 0,0016 * e^{-0,47x}$	$y = 0,0007 * e^{-0,585x}$	$y = 0,01 * e^{-0,347x}$	$y = 0,0005 * e^{-0,55x}$
P	$y = 1,531x + 44,44$	$y = 1,97x + 56,64$ $y = 438,2 * e^{-0,98x}$		$y = -3,493x + 78,54$	$y = -2,858x + 73,03$	
V_p		$y = -1,4 * \ln x + 6,891$	$y = -0,83 * \ln x + 5,689$		$y = 5,777 * e^{-0,04x}$	$y = 4,354 * e^{-0,01x}$
$\delta_{увл}$		$y = -0,21 * \ln x + 2,971$	$y = -0,21 * \ln x + 2,971$		$y = -0,13 * \ln x + 2,797$	$y = -0,21 \ln x + 2,971$

Таблица 2.

Результаты статистического анализа петрофизических данных по критерию Колмогорова-Смирнова (1-зоны по рассмотренному признаку не отличаются; 0 – зоны по рассмотренному признаку отличаются существенно)

Зоны \ Параметры	Зоны								
	1а,б	1б,в	1а,в	1а,4	1б,4	1в,4	1в,3	2,3	3,4
$\delta_{мин}$	0	1	1	0	0	1	0	0	1
$\delta_{увл}$	0	0	1	1	0	1	0	0	1
$K_{п.о}$	0	0	0	0	0	1	1	0	1
$K_{пр.г}$	1	0	1	1	1	1	1	1	1
P	0							1	
V_p		0			0	1	1		1

Распределение петрофизических параметров соответствует литолого-фациальной зональности месторождения, но не в полной мере. Несколько зон, приведенных выше, можно объединить в единую петрофизическую модель. Полученное соотношение позволяет более надежно давать оценку фильтрационных свойств с учетом места положения скважин в общей зональной схеме месторождения.

Литература

1. Белозеров В. Б. Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю1 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки. диссертация ... доктора геолого-минералогических наук – Новосибирск, 2008г. – 263с.
2. Вычислительные математика и техника в разведочной геофизике /Под ред. В. И. Дмитриева. – М.: Недра, 1990. – 498 с.
3. Ежова А. В.. Литология. – М.: Издательство ТПУ, 2009. – 336 с.
4. Итенберг С. С. Геофизические исследования скважин. – М.: Недра, 1983. – 352 с.
5. Кравченко Г. Г. Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю1 Крапивинского месторождения нефти: юго-восток Западной Сибири: Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук - Томск, 2010. - 157 с.