

СЕКЦИЯ 1. РАЦИОНАЛЬНОЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ И ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

ВЛИЯНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ОЦЕНКУ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Оловянишникова Т.Е.
E-mail: tanyao@sibmail.com

Научный руководитель: доцент, кандидат геолого-минералогических наук, зав. кафедрой проектирования объектов нефтегазового комплекса Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ В.П. Меркулов

Оптимальное использование ресурсов месторождений углеводородов тесно связано с проблемой тщательного изучения характеристик насыщения и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, вскрываемых скважиной. Расчеты данных характеристик и изучения свойств необходимы для обнаружения в разрезе продуктивных пластов и закономерностей их распределения по площади, подсчета запасов нефти и газа, изучения строения месторождения, выбора наиболее рациональной системы разведочного бурения. 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 параметров свойств коллекторов в зависимости от литолого-фациальной зональности месторождения для повышения достоверности оценки физических свойств коллекторов нефти и газа.

Изучаемый район по своему расположению приурочен к Верхневасюганскому инверсионному антиклинорию и Верхнедемьянскому мегаантиклинорию с разделяющим их Чекинским прогибом. Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному на юго-западном склоне Моисеевского куполовидного поднятия, осложняющего южный склон Каймысовского свода. Нефтегазоносность на Крапивинской площади приурочена к отложениям верхней юры, где выделяют васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Основные промышленные запасы на месторождении связаны с песчаным пластом Ю₁³ подугольной толщи [1, 2].

Особенностями геологического строения залежей нефти пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения являются:

- локальное расположение залежей в пределах покровного развитого коллектора;
- значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств резервуара по разрезу и площади нефтеносных зон.

Основной продуктивный резервуар Ю₁³ Крапивинского месторождения имеет дизъюнктивно-блоковое строение. Мозаичное распределение нефтяных полей в пределах Крапивинского поднятия объясняется наличием в теле коллектора серии лентоподобных, низкопроницаемых песчаных полос, выполняющих роль фронтальных экранов [2,3].

Осадконакопление происходило в дельтовых условиях. Особенности литологического строения и фильтрационно-емкостной неоднородности пласта позволяют выделить четыре литолого-петрофизические типа разреза на территории месторождения. Чередование по площади полосовидных участков улучшенных (литолого-петрофизический тип разреза 1а, 1б и 1в) и ухудшенных (литолого-петрофизический тип разреза 4) коллекторов, имеющих северо-восточное простирание, происходит с СЗ на ЮВ. В плане идет чередование отложений каждого типа. Переходно-дельтовые отложения (разрезы 3 литолого-петрофизического типа) отделяют отложения дельтовой протоки (2 литолого-петрофизического типа разреза) от береговых баровых песчаников (разрез 1 и 4 типа) и имеют северо-западную ориентировку (рисунок №1).

Для каждого литолого-петрофизического типа 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 (таблица №1). Была изучена зависимость между коэффициентом открытой пористости и вышеперечисленными параметрами. Выявлено, что минералогическая плотность не зависит от коэффициента пористости. Отложения, принадлежащие типам 1б, 1в, 4, имеют одно уравнение корреляционной зависимости для увлажненной плотности отличное от уравнения для отложений 3 типа. Полученное можно соотнести с тем, что отложения 1 и 4 типов формировались в дельтовых условиях, а типа 3 в переходно-дельтовых. Для разрезов 1б и 1в типов уравнения, описывающие зависимость скорости продольной волны от пористости, имеют логарифмический вид, а для разрезов 3 и 4 типов экспоненциальный. Корреляционные уравнения электрического параметра пористости для всех типов разреза имеют линейную зависимость, но для разреза 1б типа для пористости 0-12% характерен экспоненциальный вид уравнения. Уравнение для проницаемости имеет экспоненциальный вид для всех литолого-петрофизических типов разреза. Отложения, принадлежащие литолого-петрофизическим типам 1а, 1б имеют одно уравнение. Также близки по значению коэффициенты уравнения для 2, 4 типов (рисунок №2).

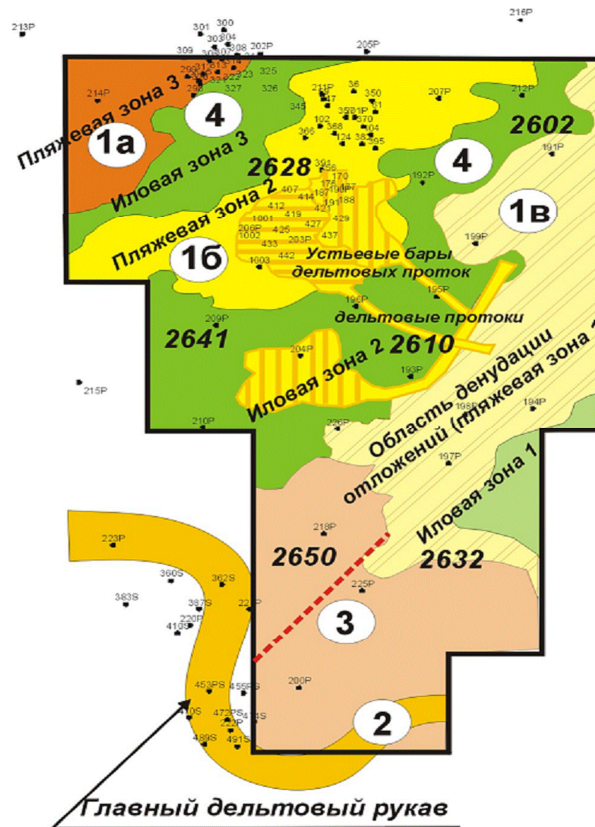


Рисунок 1.
 Фациальная схема продуктивного резервуара Ю₁³ Крапивинского месторождения
 1а, 1б, 1в, 2, 3, 4 - литолого-петрофизического типа разреза; 210P – разведочная скважина; 1003 –
 эксплуатационная скважина

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

Статистический анализ проводился по критерию Колмогорова-Смирнова [5]. Статистический анализ подтвердил существование зональности на территории данного месторождения (таблица № 2), но зоны, сложенные отложениями 1в, 3 и 4 типов, исходя из данного анализа, можно объединить в одну зону. При данном упрощении следует учитывать, что для отложений типов 1в, 3 и 1в, 4 минералогическая и увлажненная плотности являются различными соответственно. Значения петрофизических параметров 1а,2б и 1б, 1в имеют существенные различия для петрофизических параметров, а зоны отложений типов 1а и 1в можно объединить. В плане наблюдается чередование по площади полосовидных участков улучшенных (типы разреза 1а,1б) и ухудшенных (тип разреза 4) коллекторов, данное чередование также подтверждается в ходе статистического анализа.

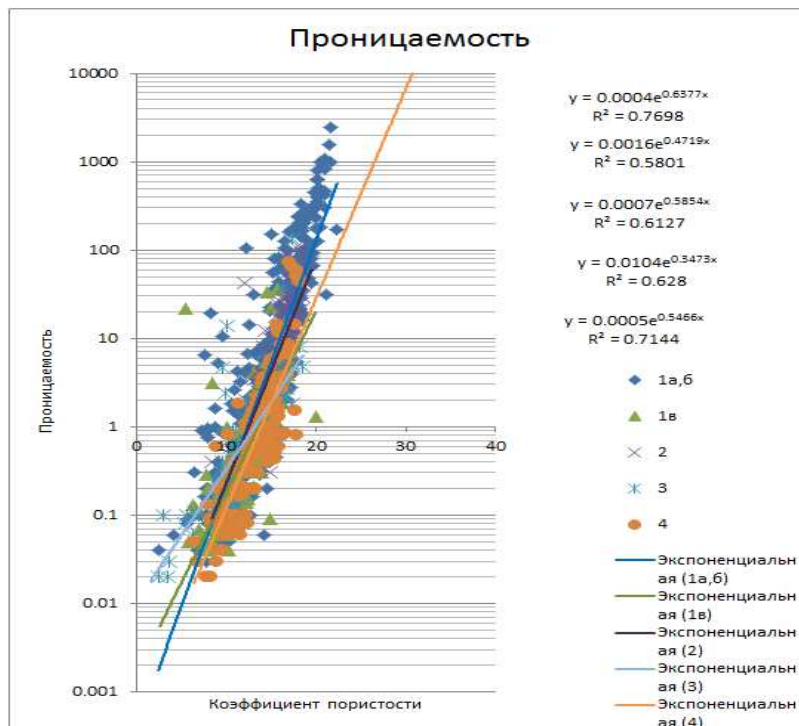


Рисунок 2.
Корреляционная зависимость проницаемости от открытой пористости для выделенных типов.

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	1а,б	1б,в	1а,в	1а,4	1б,4	1в,4	1в,3	2,3	3,4
$\delta_{\text{мин}}$	0	1	1	0	0	0	0	0	1
$\delta_{\text{ввл}}$		0				1	0		1
$K_{\text{п.о}}$	0	0	0	0	0	1	1	0	1
$K_{\text{пр.г}}$	1	0	1	1	1	1	1	1	1
P	0							1	
$V_{\text{р}}$		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 предложенной петрофизической модели. Полученное соотношение позволяет более надежно давать оценку фильтрационных свойств с учетом места положения скважин в общей зональной схеме месторождения, что позволит оптимально расходовать имеющиеся ресурсы.

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. Кравченко Г.Г. Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю1 Крапивинского месторождения нефти: юго-восток Западной Сибири: диссертация кандидата геолого-минералогических наук - Томск, 2010. - 157 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. Вычислительная математика и техника в разведочной геофизике / Под ред. В.И Дмитриева. – М.: Недра, 1990. – 498 с.

СПЕЦИФИКА НЕУСТОЙЧИВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ЗАВОДНЕНИЯ

Таскин Н.О.

E-mail: effect1ve@mail.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Введение

Во время развития нефтедобывающей отрасли стали использовать такой метод как заводнение пласта. Заводнение широко используется для повышения пластового давления истощающегося коллектора и для получения дополнительного притока нефти к добывающим скважинам. Выигрыш состоит в низких капитальных и эксплуатационных затратах, особенно если сравнивать с большинством других методов увеличения нефтеотдачи, хотя при этом нужно учитывать и затраты на бурение новых нагнетательных скважин. Но главная проблема процесса заводнения пласта с нефтью - неустойчивое вытеснение нефти водой, на что и нацелено внимание данной статьи. Но из-за данного эффекта вода опережает нефть и проникает значительно дальше, чем хотелось бы, и на поверхность выкачивается смесь, содержащая в основном воду.

Цель исследования: рассмотрение особенностей данной проблемы на основе результатов моделирования в ячейке Хеле-Шоу и обзор существующих путей решения. Введение в проблему образования вязких пальцев будет представлять рассмотрением явления в двумерной геометрии с