



Рис. 3. Фациальная модель

Вывод:

1. Для построения трехмерной геологической модели пласта БС<sub>10</sub><sup>1</sup> использованы стохастические методы.
2. Для выявления закономерностей распределения свойств в пространстве применен вариограммный анализ.
3. Рассчитана экспериментальная вариограмма, которая наиболее точно соответствует сферической модели.
4. Значение наггета равняется нулю, что указывает на то, что получена хорошая функциональная связь и данные экспериментальной вариограммы можно использовать для фациального моделирования.
5. Получена фациальная модель пласта БС<sub>10</sub><sup>1</sup>.

#### Литература

1. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии: пер. с англ. – Роснефть. – Ижевск; Москва: Регулярная и хаотическая динамика Институт компьютерных исследований, 2009. – 256 с.
2. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 141 с.
3. Жарков А.М. Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2001. – № 1. – С. 18 – 23.
4. Ковалевский Е.В. Geological modelling on the base of geostatistics: курс лекций. – М.: EAGE, 2011. – 117 с.
5. Перевертайло Т.Г., Захарова А.А. Формирование 3D-геологических моделей месторождений нефти и газа в срезе программного комплекса Petrel («Shlumberger»): практикум. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 93 с.

### ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ВОСТОЧНО-ТЭДИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Е.С. Пуштаков

Научный руководитель: ассистент Л.К. Кудряшова

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

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция в последние годы занимает лидирующую позицию по объемам добычи и темпам открытия новых месторождений углеводородов (УВ), несмотря на то, что они в большей степени мелкие и очень мелкие по запасам нефти. Стоит отметить, что на данной территории за последние три года выявлено 22 месторождения. Основные залежи приурочены к рифогенному доманиково-турнейскому нефтегазоносному комплексу. Он имеет сложное геологическое строение, которое определяет закономерности размещения залежей УВ [5, 6]. Одним из таких вновь вводимых объектов является Восточно-Тэдинская площадь.

Цель работы: изучить особенности строения верхнедевонского карбонатного комплекса и рассмотреть перспективы его нефтегазоносности.

В географическом отношении Восточно-Тэдинская площадь находится за Полярным кругом, на северо-западе Большеземельской тундры. В административном – в республике Коми Ненецкого автономного округа Архангельской области.

В стратиграфическом отношении участок имеет двухъярусное строение. Нижний ярус – фундамент – сложен позднепротерозойскими породами с эффузивными и интрузивными образованиями. Фундамент перекрыт мощной толщей (2–3 км и более) палеозойских и мезозойских карбонатных и терригенных пород [7].

В тектоническом плане Восточно-Тэдинская площадь расположена в северо-восточной части Хорейверской впадины. Согласно нефтегазогеологическому районированию – относится к Тимано-Печорской провинции Хорейверской нефтегазоносной области Колвависовского нефтегазоносного района.

В связи с тем, что на площади пробурена только одна разведочная скважина, детальное изучение продуктивного пласта возможно только на основе данных, полученных по скважине 1 и по аналогии с соседними месторождениями.

Формирование продуктивного комплекса происходило в позднедевонское время ( $D_3fm_1$ ) и для прогнозирования наиболее благоприятных участков скопления УВ, следует установить региональную палеогеографию бассейна седиментации в период фаменского века [3]. Палеофациальные реконструкции и восстановление древних обстановок седиментации в данной работе основываются на рассмотрении литолого-палеогеографических карт СССР [1] и керна скважины 1 Восточно-Тэдинской площади.

Из палеофациального анализа видно, что в середине фаменского века трансгрессия на изучаемой территории достигает своего максимума. В это время вся Русская платформа, кроме Балтийского и Украинского щитов, покрывается морем. Исследуемая площадь оказывается целиком на территории морского бассейна (мелкая часть шельфа и прибрежная часть). Отложения верхнего девона представлены известняками с богатой морской фауной (остатки брахиопод) и доманиковой фацией, обогащенной органическим веществом.

В связи с тем, что пробуренная скважина является разведочной, можно провести детальную литологическую характеристику продуктивного пласта на основании данных, полученных при отборе керна. Продуктивный пласт-коллектор представлен известняками коричневыми, скрытокристаллическими, средней плотности и крепости, разнонаправленной сетью трещин, преимущественно горизонтальной.

В роли покрышки выступают более массивные и плотные известняки с редкой субвертикальной трещиноватостью. Данное строение позволяет четко выделять биогермную постройку среди перекрывающих комплексов.

Отличительной чертой изученных продуктивных отложений является чистота карбонатного состава, практическое отсутствие нерастворимых примесей (2–3%) и доломитов.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) проанализированы по данным керна, ГИС и испытания объекта в открытом стволе. Значение пористости составило – 8 %, проницаемости – 89,3 мД. Скин-фактор, определенный по ГДИС, составил -0,57. Дебит нефти – 83,5 м<sup>3</sup>/сут, получен при испытании объекта в скважине 1.

Анализ соотношения емкостных и фильтрационных свойств карбонатных пород показал, что на данном месторождении преобладает порово-трещинный и трещинный тип коллектора. Так как по результатам ГИС кавернозная пористость составила в среднем всего 1,6 %.

Анализ литолого-физических свойств и особенностей строения пустотного пространства верхнедевонских карбонатных отложений показал возможность составления модели природного резервуара рассматриваемой площади. Но в виду того, что пробурена только одна скважина, однозначно сказать о расположении и размерах рифогенной постройки нельзя. Но для выявления перспектив нефтегазоносности были проанализированы результаты бурения скважин на соседних месторождениях Хорейверской впадины. В результате анализа площадного распространения рифогенных построек была проведена корреляция отложений по данным ГИС. В качестве репера были выбраны плотные терригенные породы – аргиллиты визейского яруса нижнего карбона ( $C_{1v}$ ) мощностью 120 м, которые четко прослеживаются на каротажных диаграммах. Из корреляционной схемы видно, что биогермные постройки  $D_3fm$  имеют площадное распространение, а мощность их не выдержана и варьируется от 13 м (скв. 1 Восточно-Тэдинская площадь) до 56 м (скв. 114 Тэдинского месторождения).

Также была построена блок-схема расположения биогермных построек, из которых с некоторыми связаны промышленные притоки нефти. За основу методики была взята блок-схема рифа Рейнбоу в Северной Америке по Хелбути [4]. В основу блок-схемы были взяты 11 скважин: Восточно-Тэдинской, Западно-Сюрхаратинской площадей и Тэдинского, Сюрхаратинского, Южно-Сюрхаратинского, Пюсейского, Урернырдского месторождений. Из анализа блок-схемы также видно, что рифовый комплекс не выдержан по мощности и имеет простираение с севера на юг.

Проведенные исследования на месторождениях Хорейверской впадины показали, что залежи углеводородов в породах органического массива обладают разной продуктивностью и резкой изменчивостью характера фильтрационных параметров. Стоит заметить, что при испытании нескольких интервалов перфорации в одном рифовом комплексе (в разрезе скважины 22 Пюсейского месторождения) были установлены разные пластовые давления, а соответственно и дебиты (таблица) [2].

Поэтому эксплуатировать одновременно несколько объектов одной массивной залежи в одной скважине не рекомендуется, т.к. для каждого объекта (интервала перфорации) необходима индивидуальная депрессия во избежание смыкания трещин. Таким образом, фонтанный способ эксплуатации является самым оптимальным для залежей данного типа.

Таблица

Результаты испытания  $D_{3m}$  в скважинах Хорейверской впадины

Скважина	Интервал испытания в а.о., м	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Штуцер, мм	Рпл, МПа
Восточно-Тэдинская, 1	3140-3153	83,5	-	30
Тэдинское, 1	3206-3218	586	-	34,5
Тэдинское, 40	3123-3130	59	-	33,4
Урернырдское, 30	3188-3214	289	9	34,1
Южно-Сюрхаратинское, 10	3230-3260	355	9	34
Южно-Сюрхаратинское, 12	3235-3247	50	-	35,7
Западно-Сюрхаратинская, 1	3197-3239	88,6	-	30,5
Сюрхаратинское, 1	3264-3272	187	9	34,8
Сюрхаратинское, 2	3259-3277	188	8	34,5
Пюсейское, 22	3353-3362	524	5	34,7
	3394-3404	49	4,5	35,6

Стоит заметить, что в пределах Хорейверской впадины продуктивным на соседних месторождениях является также и сирачойский горизонт, который в скважине 1 Восточно-Тэдинской площади по данным керна нефтенасыщен [2]. Поэтому необходимо при бурении последующих скважин на изучаемой территории особое внимание уделить данному горизонту.

Таким образом, изучив особенности строения Восточно-Тэдинской площади и рассмотрев перспективы ее нефтегазоносности, можно сделать вывод, что по аналогии с соседними месторождениями, данная территория является высокоперспективной для дальнейших геологоразведочных работ.

#### Литература

1. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР / Под ред. А.П. Виноградова и др. – М.: Министерство геологии СССР, 1969. – Т. 2. – 70 с.
2. Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа / Под ред. А.В. Гетмана, А.В. Кончица. – Нарьян-Мар: ГУП НАО «НИАЦ», 2004. – 115 с.
3. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГГУ, 1999. – 285 с.
4. Геология гигантских месторождений нефти и газа / Под ред. М. Хэлбути. – М.: Мир, 1973. – 440 с.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
6. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
7. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. – С.-Петербург: Недра, 2004. – 396 с.

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «В»

Е.С. Пчельникова

Научный руководитель заведующий отделом А.Ю. Хромовских  
Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Ачимовский нефтегазоносный комплекс в Западно-Сибирском регионе как возможный объект разработки рассматривается геологами достаточно давно. Несмотря на то, что у специалистов нет однозначного мнения о потенциале этих залежей, сегодня нефтяные компании считают ачимовские отложения одним из резервов в увеличении добычи наряду с другими трудноизвлекаемыми запасами.

Целью данной работы является изучение геологического строения и прогноз нефтеносности ачимовской пачки в пределах северо-западной части нефтяного месторождения «В», а также выдача рекомендаций о дальнейшем доизучении данного района.

Нефтяное месторождение «В» находится на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, незначительная его часть расположена в Александровском районе Томской области. Приурочено к северной части Александровского свода.

Основанием для изучения ачимовской толщи на месторождении «В» послужило опробование скважины 302, находящейся в северо-западной части месторождения, давшей приток нефти дебитом 7 т/сут с обводненностью 10%, после гидроразрыва пласта дебит нефти составил 24 т/сут с обводненностью 44%. Кроме скважины 302 на месторождении «В» ранее испытаны пять скважин. Промышленный приток нефти получен из трех скважин (16Р, 326Б, 1106), одна из которых – скважина 1106 – испытана совместно с пластом Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>.

Понятие «ачимовская толща» было предложено в 1959 г. советским геологом Ф.Г. Гурари. Считается, что ачимовские отложения сформировались в эпоху раннего мела, около 130–140 млн. лет назад. Модель строения, условия образования и генезис ачимовской толщи до сих остаются предметом дискуссий. Ачимовская