

Благодаря такому механизму усиливаются изоляционные свойства глинистых отложений, поскольку они дополняются водно-газовой смесью, забивающей разноразмерные пустоты в основании глинистого пропластка. Естественно, что газы в этом пространстве занимают верхнюю (глинистую) часть, воды – нижнюю, песчанистую, снижая при этом фазовую проницаемость последней.

На основании выполненных исследований можно утверждать, что вклад дегазации подземных вод в формирование и сохранение в геологическом времени месторождения Медвежье заключается в следующем:

а) в доолигоценый период геологические запасы месторождения формировались как за счет собственного газопroduцирующего потенциала, так и за счет привноса углеводородов транзитным латеральным потоком, направленным с юга Западно-Сибирского бассейна к северу; подземные воды постепенно насыщались углеводородными газами;

б) в олигоценное время, когда не только газонасыщенность вод была максимальной, но и часть газа перешла из водорастворенного состояния в свободное, активность поровых вод глинистых отложений приводила к формированию минеральных корок на заглинизированных бортовых участках месторождения, латеральный поток был отрезан; что и обеспечило сохранность от вымывания сформированных к этому времени запасов;

в) в постолигоценное время главную роль в формировании ресурсного потенциала приобрел вертикальный поток свободного газа из нижележащих отложений;

Таким образом, формирование ресурсного потенциала месторождения Медвежье обеспечено разновозрастным проявлением латеральной и вертикальной миграции, а также «запорными» функциями выделившегося из подземных вод газа в течение геологической истории.

#### Литература

1. Александров В.М. Оценка масштабов генерации углеводородных газов в связи с формированием залежей в Уренгойском и Тазовском нефтегазоносных районах: Автореферат дис. канд. геол.-минер. наук. – Тюмень, 1996. – 23 с.
2. Капченко Л.Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.
3. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
4. Немченко Н.Н., Нестеров И.И., Потеряев А.Г., Рыльков А.В. Особенности палеогеотермического режима мезокайнозойских отложений севера Западной Сибири // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень, 1973. – С. 3 – 7.
5. Прасолов Э.М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов. – М.: Недра, 1990. – 283 с.
6. Рахбари Н.Ю. Роль водорастворенных газов в формировании и процессах разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами (на примере месторождения Медвежье): Автореферат дис. канд. геол.-минер. наук. – М., 2012. – 23 с.

### **ЗНАЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ НЕФТЕНОСНОЙ ТОЛЩИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ**

**А.В. Рева<sup>1</sup>, А.В. Мустафина<sup>1</sup>**

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия*

<sup>2</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день бурение горизонтальных скважин стало обычным делом на месторождениях Томской области. В силу того, что траектория таких скважин закладывается вдоль напластования, для обеспечения высокой эффективности бурения необходимо иметь четкое представление о вертикальной и латеральной изменчивости разреза вдоль горизонтального участка.

Небольшие месторождения, такие как Карасевское и Северо-Карасевское, разрабатываются сеткой горизонтальных скважин. Экономической особенностью таких проектов является тот факт, что эффективность бурения каждой отдельной скважины существенно влияет на экономику всего проекта в целом. А результат запуска каждой скважины зависит от особенностей внутреннего строения нефтеносной толщи.

Верхнеюрский комплекс, к которому приурочены залежи УВ на изучаемой территории, несмотря на его высокую изученность бурением, характеризуется сложностью строения. По мнению ряда исследователей [1, 2, 3, 4], неоднородность строения данного горизонта связана с существовавшими в позднеюрское время русловыми потоками, результат деятельности которых фиксируется в виде локальных зон увеличенных эффективных толщин. На сегодняшний день прогноз развития подобных зон по площади в верхнеюрском горизонте для геологов-нефтяников является сложной задачей, успешное решение которой приведет к повышению показателей эффективности бурения на месторождениях, имеющих подобное строение.

На исследуемой площади имеется достаточно большой объем геологической информации:

- каротажные данные;
- исследования и описания керна;
- куб сейсморазведочных данных 3D и результаты его обработки;
- результаты гидродинамических исследований скважин;
- история работы и испытания скважин.

В ходе обобщения всей информации были замечены ряд особенностей косвенно указывающих на наличие руслового вреза на данной площади:

1) скважины вскрывают два типа разреза, которые различаются по наличию или отсутствию углей. Скважины без углей относятся к русловой части разреза и характеризуются повышенными эффективными толщинами.

2) присутствие текстур в керне указывающих на формирование разреза в условиях периодически действующих потоков;

3) на срезах сейсмических атрибутов во временной области пласта Ю<sub>1</sub> видна картина, напоминающие по форме русловое тело, на основании которой с привлечением модели меандрирующей реки были сделаны предположения о возможном положении персептивных для эксплуатационного бурения зон;

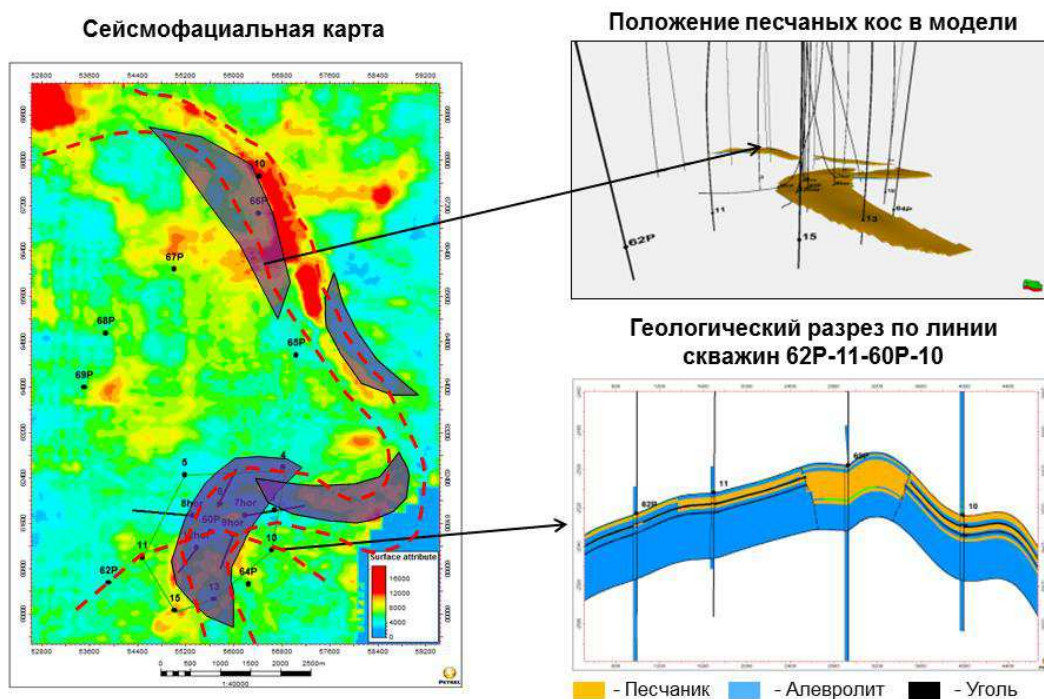


Рис. 1. Геологическая модель строения верхнеюрской толщи Карасевского и Северо-Карасевского месторождений

4) с точки зрения сиквенс-стратиграфии на территории южной части Каймысовского свода в позднеюрское время существовали благоприятные условия для образования врезанных русловых форм.

Авторами поддерживается идея, предложенная группой исследователей [5], о введении дополнительной стратиграфической единицы – Ю<sub>1</sub><sup>BP</sup>. Присвоить индекс BP предлагается врезанным телам в верхнеюрском разрезе не относящимся по времени образования к вмещающим породам.

Подобная единица позволит лучше проводить корреляцию нефтеносных пластов, учитывая резкую латеральную изменчивость разреза.

Опираясь на выше обозначенные факты, была построена геологическая модель (рис. 1), состоящая из двух типов разреза. Первый тип – распределен повсеместно на исследуемой территории и представляет собой последовательное переслаивание песчаника, алевролита и угля. Второй тип – врезанное русло, в меандровых косах которого сосредоточены основные мощности песчаника (коллектора). Полученная модель учитывает особенности образования продуктивного горизонта и отражает особенности внутреннего строения пласта.

Разрезы с распределением литологии вдоль проектных скважин были использованы для обоснования оптимальной траектории горизонтальных скважин. Так как пласты Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>M</sup> встречаются во всех скважинах, был сделан вывод, что наиболее подходящей траекторией для горизонтальной скважины будет вскрытие этих пластов в равных пропорциях (рис. 2).

Для выбора оптимального варианта заканчивания скважины были рассмотрены два варианта, в каждом типе разреза: горизонтальная скважина и наклонно-направленная с гидроразрывом пласта. Результаты моделирования стартовых показателей обоих вариантов скважин показали, что горизонтальная скважина дает выигрыш в стартовых дебитах в любом типе разреза.

Таким образом, по результатам работы были сделаны следующие выводы:

1) Неоднородность строения юрского продуктивного горизонта в пределах юго-востока Каймысовского свода обусловлена наличием врезанных песчаных тел («врезанного русла»).

2) Горизонтальная скважина с проходкой по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>M</sup> – оптимальный способ закачивания скважин на Карасевском и Северо-Карасевском месторождениях.

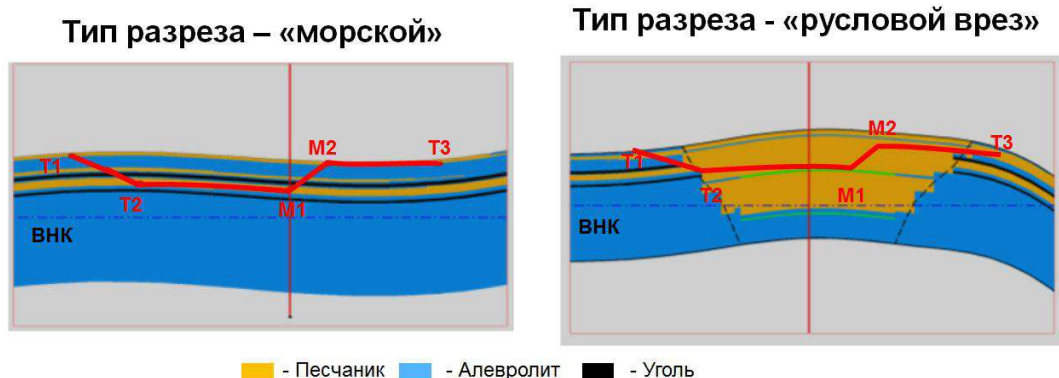


Рис. 2. Оптимальная траектория вскрытия горизонта Ю<sub>1</sub>

#### Литература

1. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Залежи углеводородов в «русловых» песчаниках приливо-отливной зоны (Карасевское, Северо-Карасевское месторождения – пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) // Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
2. Мкртчян О.М. О некоторых седиментационных моделях продуктивных пластов верхнеюрского васюганского комплекса Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО. – 2005. – № 15. – С. 19 – 24.
3. Пинус О.В., Куренко М.И., Шульев Ю.В., Билинчук А.В. Особенности интерпретации и моделирования фациального строения продуктивных пластов Ю1 Западной Сибири // Нефтесервис, 2008. – № 1. – С. 78 – 82.
4. Шурыгин Б.Н., Пинус О.В., Никитенко Б.Л. Сиквенс-стратиграфическая интерпретация келловей и верхней юры (васюганский горизонт) юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика, 1999. – Т. 40. – № 6. – С. 843 – 862.

### О ХАРАКТЕРЕ ИЗМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД НА КОНТАКТАХ С МАГМАТИЧЕСКИМИ МАССИВАМИ КАВКАЗСКОГО ПЯТИГОРЬЯ

А.А. Рожнова, И.Г. Сазонов, Д.А. Астапова

Научный руководитель доцент И.Г. Сазонов

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

При изучении горячих контактов магматических тел Кавказского Пятигорья (г.г. Бештау, Змейка, Железная, Развалка, Кинжал, и др.) с осадочными толщами карбонатных пород верхнемелового и палеогенового возраста обнаружилось интересное, ранее не описанное, явление. Заключается оно в постепенном изменении состава, структуры, окраски пород по мере приближения к контакту, в частности, на г. Бештау, у седловины между Большим и Малым Бештау. Здесь неизменённые светлоокрашенные известняки и мергели темнеют, затем в них на темно-сером фоне появляются черные пятна различных размеров, в том числе округлые, поперечником 3–4 см, в центральной части которых выделяется также округлое пятно светлоокрашенной породы поперечником в 1–1,5 см. В непосредственной близости от контакта порода либо становится целиком чёрной, либо в ней ещё сохраняются светло-окрашенные участки. Правда, эти светло-окрашенные участки могут также представлять собой минеральные новообразования, поскольку уже лишены карбонатов. Кстати, содержание карбонатов уменьшается по мере приближения к контакту, вплоть до полного их исчезновения [1].

Изучение образцов, проведённое заведующим петрографической лабораторией СевКавНИПИгаз П.В. Бигуном, показало, что изменение окраски пород связано с появлением рассеянного графитоподобного углерода. Очевидно, что источником углерода являются карбонатные компоненты самих пород, разлагающиеся в условиях высоких температур не только на оксид кальция и углекислый газ, но и последний распадается вплоть до выделения свободного углерода. Возможность подобных процессов может объяснить чёрную окраску, например, мощных толщ филлитоподобных пород юрского возраста Центрального Кавказа. Из-за большого количества рассеянного углерода их иногда называют «углистыми», считая углерод продуктом изменения органических веществ.

Обеднение карбонатами архейских и раннепротерозойских пород испытавших глубокое погружение, по нашему мнению, также связано с их термальным разложением в условиях больших глубин. Это наводит на мысль, что гнёзда графита и шунгитов в этих комплексах также могут возникать за счёт углерода карбонатных пород, распадающихся в условиях термально-каталитического разложения, а не за счет органического вещества, само существование которого в это геологическое время вызывает сомнения. Кроме того, наличие свободного углерода и оксида кальция в глубоких частях земной коры представляет собой прямой путь к образованию карбидов, а значит и к образованию углеводородов, как это представляли себе Менделеев, Вернадский, Сидоренко и др.