

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Георесурсы

1(37) 2011

К юбилею

Николая Николаевича

Непримерова



- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
 e-mail: NKhristo@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, Д.К. Нургалиев, М.Х. Салахов, Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурин, Е.Б. Грунис, Н.С. Гатиятуллин, Н.П. Запывалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотникова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместитель главного редактора:
 Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
 А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru
 Технический редактор: В.Н. Малинина.
 Верстка, дизайн: И.С. Абросимова
 Дизайн обложек: А.А. Люкшин.

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
 Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел\факс: +7 843 2924454
Великобритания: Voice\Fax:+44 7092 195840 (UK)
США: Voice\Fax:+1 435 304 9361 (USA)
www.georesources.ksu.ru, e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
 Тел\факс +7 843 2924454
 Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
 выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
 Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
 Журнал распространяется через ООО «Информнаука».
 Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайн».

Подписано в печать 01.04.2011. Тираж 1000
 Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная
 420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел\факс: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

- А.А. Иванов, М.Д. Залялютдинова, В.Д. Скирда, С.С. Сафонов*
 Особенности роста метаногидрата в воде пенистой структуры 2
- Б.Т. Бурганов, А.В. Христофоров, И.С. Абросимова*
 Применение метода распознавания сигналов к классификации термограмм скважин 6
- Н.С. Гатиятуллин*
 Перспективы нефтегазоносности докембрийских комплексов 9
- Л.М. Ситдикова, Е.Ю. Сидорова*
 Минералого-петрографические особенности коровой формации фундамента Южно-Татарского свода 13
- С.Г. Валеев, В.В. Лапаева, М.В. Кутленков, Ю.А. Нефедьев*
 Полигармоническая модель изменчивости географической широты 16
- Р.С. Хисамов, Р.В. Давлетшин, Р.Р. Минебаев*
 Особенности поиска, освоения и пробной эксплуатации залежей нефти в карбонатных коллекторах репера «тульский известняк» на западном склоне Южно-Татарского свода 18
- Н.В. Нефёдов, М.Ю. Гарнышев, А.Г. Егоров, А.В. Калмыков, А.Б. Мазо*
 Мониторинг турнейской залежи Мельниковского месторождения средствами пьезометрии и фильтрационного моделирования 23
- Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, Е.А. Тарасов, С.Е. Войтович, В.Б. Либерман*
 Геологоразведочные работы в Республике Татарстан: Ретроспектива и перспективы 27
- Л.Н. Бружес*
 К вопросу о неоднородностях верхнеюрских продуктивных отложений Среднеобской группы месторождений 33
- А.М. Джамикешов, И.К. Керимова*
 Глубинное строение подсолевых отложений северо-востока Прикаспийской впадины 38
- Т.Р. Гилязов*
 Гидрогеологические условия размещения залежей битумов в отложениях уфимского и казанского ярусов 41
- Ж.М. Чердабаев, А.В. Аглямова*
 Прогноз литолого-фациальных неоднородностей в подсолевых палеозойских отложениях северо-восточной части обрамления Прикаспийской впадины 45
- М.В. Кутленков, В.В. Лапаева, В.П. Мережсин, Ю.А. Нефедьев*
 Анализ сейсмической активности и широтных наблюдений 47
- ### На обложках
- К 90-летию Николая Николаевича Непримерова

ОСОБЕННОСТИ РОСТА МЕТАНОГИДРАТА В ВОДЕ ПЕНИСТОЙ СТРУКТУРЫ

В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований роста метаногидрата в воде, имеющей пенистую структуру. Предложена и опробована оригинальная методика подготовки такой пенистой структуры. Предложена простая теоретическая модель, описывающая процесс роста метаногидрата на поверхности газонаполненных сфер пенистой структуры. На основании расчетов, проведенных в соответствии с предложенной моделью, оценены некоторые параметры пенистой структуры и рассмотрены особенности взаимодействия отдельных элементов такой системы при росте метаногидрата.

Ключевые слова: газовые гидраты, метаногидрат, кинетика роста метаногидрата, ЯМР.

Введение

С точки зрения диффузионного механизма, образование гидрата – реакция, продукт которой образует на поверхности твердую пленку, сквозь которую должен диффундировать реагирующий газ. Скорость диффузии через пленку обратно пропорциональна её толщине, а скорость роста плёнки пропорциональна количеству проникающего через нее газа. Следовательно, имеем:

$$d\delta/dt = A/\delta, \quad (1)$$

где δ – толщина плёнки, A – постоянная, пропорциональная произведению коэффициента диффузии на скорость реакции. Интегрирование даёт:

$$\delta = \sqrt{2At}. \quad (2)$$

Таким образом, толщина плёнки, а, следовательно, и объем метаногидрата, возрастает достаточно медленно – пропорционально корню квадратному из времени.

Одной из наиболее распространенных методик преодоления этой проблемы является механическое перемешивание смеси вода-метан (Нао et al, 2007) и добавление различных поверхностных веществ (ПАВ) (Englegos et al, 1987). Однако даже при таком воздействии на систему в конечном итоге не удается добиться существенной степени конверсии метана и воды в метаногидрат.

Другой подход к увеличению степени конверсии заключается в формировании в объеме воды большого количества пузырьков газа вплоть до полного превращения объема воды в пену. С помощью этого повышается площадь соприкосновения газа и жидкости, что позволяет практически полностью конвертировать реагенты в форму метаногидрата. Этот подход является одним из наиболее перспективных в настоящее время.

Уже сделаны попытки изучения влияния морфологии газовых пузырьков на процесс формирования метаногидрата (Lekse et al, 2007; Takahashi et al, 2003). Однако в этих работах система рассматривается как совокупность изолированных пузырьков и, соответственно, процесс их взаимодействия, а также роль этого процесса при росте метаногидрата, практически не изучались.

Основной целью данной работы является исследование скорости роста метаногидрата в воде, имеющей пенистую структуру, причем основное внимание уделено рассмотрению пенистой системы в целом.

Приготовление образцов и методика эксперимента

Метаногидрат приготавливался и исследовался при температуре +2°C и давлении газообразного метана 100 бар в пробирке с внутренним диаметром 5 мм, изготовленной из кварцевого стекла. Объем, занимаемый жидкостью, составлял 50% от общего объема пробирки (0,32 см³). Для приготовления метаногидрата использовалась дейтерированная вода (D₂O) вместо H₂O, что позволяло регистрировать протонный сигнал ядерного магнитного резонанса (ЯМР) только от молекул метана, которые находятся в газовой фазе или в состоянии метаногидрата. Ввиду малой растворимости метана зарегистрировать сигнал ЯМР, относящийся к молекулам, растворенным в воде, не представлялось возможным. Время поперечной релаксации протонов молекул метана в состоянии метаногидрата составляет 60 – 70 мкс и существенно отличается от времен поперечной релаксации протонов молекул метана в газообразном состоянии (более 1 с). Это позволяет выделить из протонного сигнала ЯМР только ту компоненту сигнала, которая относится к протонам молекул метана в метаногидрате. Амплитуда этой компоненты сигнала прямо пропорциональна количеству молекул метана в состоянии метаногидрата и, таким образом, ее регистрация позволяет определить массу метаногидрата.

Для создания пенистой структуры воды была применена следующая оригинальная методика. Предварительно образец с водой длительное время (несколько суток) выдерживался при давлении 100 бар при температуре (порядка +15°C) выше температуры образования метаногидрата при таком давлении. Затем давление в ампуле резко сбрасывалось до 2 – 3 бар, в результате чего происходило вспенивание воды и образование пузырьковой структуры по всему объему ампулы. После этого температура образца понижалась до +2°C, а давление метана вновь поднималось до 100 бар. В результате инициировался процесс образования метаногидрата и пенистая структура образца фактически фиксировалась.

Экспериментальные результаты исследования и построение простой теоретической модели

При образовании метаногидрата на спадах свободной индукции ЯМР сигнала (ССИ) (Рис. 1) появляется хорошо

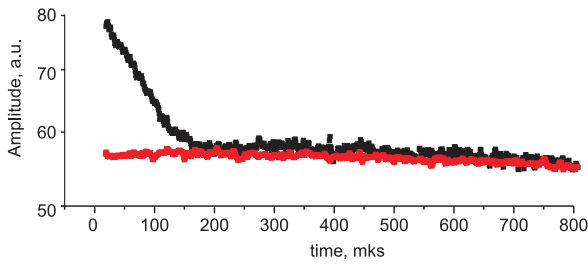


Рис. 1. Типичный вид спадов поперечной релаксации до образования метаногидрата (•) и после 103 часов роста метаногидрата в пенистой структуре воды (•).

различимая компонента с малым временем релаксации (так называемая коротковременная компонента), которая относится к молекулам метана в метаногидрате. По амплитуде этой компоненты определялось количество образовавшегося метаногидрата.

На рисунке 2 приведен график роста метаногидрата в образце пенистой структуры. Видно, что во всем диапазоне исследований (50 – 800 часов) экспериментальные данные наилучшим образом аппроксимируются зависимостью вида $P(t) \sim t^n$, где $n \approx 0,7$. Такое значение степени существенно отличается от ожидаемого $n = 0,5$ и не может быть объяснено никакими экспериментальными ошибками.

Формально (в терминах коэффициентов диффузии) полученные данные могут трактоваться, как проявление аномальной диффузии (супердиффузии) молекул метана в метаногидрате. Однако нам представляется, что более корректно связать полученный экспериментальный результат с большой локальной кривизной поверхности пленки образующегося метаногидрата, обусловленной пенистой структурой исследуемого образца.

В результате формирования пенистой структуры образуется система, в которой объем метана, содержащегося в пробирке, оказался заключенным в сферах малого радиуса, окруженных водой. Следовательно, при росте слоя метаногидрата на поверхности сферы во внешнем направлении, будет происходить одновременное увеличение площади поверхности раздела вода-газ, что приведет к увеличению проницаемости пленки метаногидрата по сравнению со случаем роста метаногидрата на плоской поверхности раздела. Это соответственно ведет к большей скорости роста метаногидрата в пенистой структуре воды по сравнению с ростом метаногидрата в виде пленки на поверхности раздела газ-вода. Эти рассуждения были положены в основу описываемой простой теоретической модели, которая была введена с целью оценки некоторых параметров полученной пенистой структуры воды.

Предположим, что радиус пузырьков в пенистой структуре одинаков. Общая проблема моделирования процесса гидратообразования в такой системе может быть сведена к математическому описанию формирования метаногидратной пленки на отдельном пузырьке. Температура и давление газа внутри пузырька предполагаются постоянными. Объем метаногидрата $V_{теор}$, растущего на поверхности пузырька радиуса r_0 , определяется соотношением:

$$V_{теор} = \frac{4}{3}\pi [r_0 + l]^3 - \frac{4}{3}\pi r_0^3, \quad (3)$$

где l – толщина гидратного слоя.

Воспользовавшись соотношением Эйнштейна:

$$l^2 = 6Dt, \quad (4)$$

где D – коэффициент диффузии молекул метана через метаногидратную пленку, получаем зависимость от времени объема образовавшегося гидрата:

$$V_{теор}(t) = 4\pi r_0^2 \sqrt{6Dt}^{1/2} + 24\pi r_0 Dt + \frac{4}{3}\pi \sqrt{6D}^3 t^{3/2}. \quad (5)$$

Зная плотность метаногидрата, находим массу метаногидратной пленки, сформировавшейся к моменту времени t :

$$m_h(t) = V_{теор}(t) \cdot \rho_h, \quad (6)$$

где ρ_h – плотность гидрата, равная 0.912 г/см^3 (Max & Pellenberg, 1997).

Тогда, исходя из структурной формулы метаногидрата (Дядин, Гушин, 1998), можно вычислить массу метана $m_0(t)$, необходимую для образования метаногидратной пленки массой $m_h(t)$ на одном пузырьке:

$$m_0(t) = \frac{\left[4\pi r_0^2 \sqrt{6Dt}^{1/2} + 24\pi r_0 Dt + \frac{4}{3}\pi \sqrt{6D}^3 t^{3/2} \right] \cdot \rho_h}{\left(1 + \frac{6,1}{M_{CH_4}} \cdot M_{H_2O} \right)}. \quad (7)$$

где M_{CH_4} и M_{H_2O} – молярные массы метана и воды соответственно.

В описываемой модели существенными являются два параметра: коэффициент диффузии D и размер газового пузырька r_0 . Значение первого параметра, согласно данным работ (Makogon, 1985; Kuhs et al, 2006), может изменяться в диапазоне $(10^{-12} \div 10^{-16}) \text{ м}^2/\text{с}$. Для оценки размера пузырьков мы воспользовались следующим обстоятельством. Визуально отдельные пузырьки не были различимы, следовательно, их диаметр ($2r_0$) не может превышать значение 150 мкм , что является оптическим пределом разрешения глаза. Общее число пузырьков в системе было оценено делением объема пробирки, занятого газом ($0,16 \text{ см}^3$), на объем одного пузырька (исходя из его ранее оцененного диаметра).

Для сравнения экспериментальных точек с модельной кривой необходимо оценить количество пузырьков в системе. Для этого необходимо общий объем метана, заключенного в пенистую структуру, разделить на объем одного пузырька радиусом r_0 . Поскольку в эксперименте вода занимала 50% объема пробирки V_0 , общий объем метана равен $V_0/2$. Общая масса метана в метаногидрате, образовавшемся в образце, тогда составляет:

$$m_{теор}(t) = \frac{\left[4\pi r_0^2 \sqrt{6Dt}^{1/2} + 24\pi r_0 Dt + \frac{4}{3}\pi \sqrt{6D}^3 t^{3/2} \right] \cdot \rho_h \cdot \frac{V_0}{2}}{\left(1 + \frac{6,1}{M_{CH_4}} \cdot M_{H_2O} \right)} \cdot \frac{4}{3}\pi r_0^3. \quad (8)$$

где $V_0 = 0,32 \text{ см}^3$.

Кривая зависимости количества метана в метаногидрате от времени, рассчитанная по уравнению (8) при $D = 10^{-15} \text{ м}^2/\text{с}$ и $r_0 = 75 \text{ мкм}$ показана на рисунке 3 кривой 1. Как видно из рисунка 3, расчётная кривая не является прямой в логарифмических координатах, однако касательная к ней при $t = 100$ часов имеет наклон наиболее близкий к степенной зависимости с показателем степени $n = 0.7$. То

есть, с точки зрения вида временной зависимости полученная расчётная кривая вполне удовлетворительно согласуется с экспериментальными данными $m_{exp} \sim t^{0.7 \pm 0.02}$.

Таким образом, результаты моделирования подтверждают предположение о том, что процесс роста гидрата на поверхности пузырьков пенистой структуры с малым радиусом кривизны, действительно, можно характеризовать повышенным значением показателя степенной зависимости, описывающей кинетику роста метаногидрата.

Тем не менее, как видно из рисунка 3, теоретические оценки величины отношения объёма образовавшегося гидрата к объёму газа-гидратообразователя значительно отличаются от экспериментальных значений. В связи с этим заметим, что никакой комбинацией значений r_0 и D не удастся получить одновременно желаемого наклона расчётной кривой, близкого к $t^{0.7}$, и количества m_{teor} , близкого к экспериментальными значениям.

Для дальнейшего тестирования предложенной модели проведем сравнение степеней конверсии, соответствующих экспериментальным данным и модельным расчётам. Количество метана в пенистой структуре, а значит и степень конверсии газа в метаногидрат, можно определить, воспользовавшись уравнением идеального газа с учётом поправки на сжимаемость газа Z :

$$pV_{CH_4} = Z \frac{m_{CH_4}}{M_{CH_4}} RT, \quad (9)$$

где $p = 101325 \cdot 100$ Па, $T = 275$ К, $Z = 0.81$ (Kleinberg et al, 2003). Отсюда, $m_{CH_4} \approx 14$ мг.

Такая же оценка количества газообразного метана, заключенного в пузырьках, получается при использовании данных по численной плотности протонов, нормированной на протонную плотность дистиллированной воды при 1 атм и 20 °С (Kleinberg et al, 2003).

Тогда степень конверсии α метана в метаногидрат на момент времени $t = 488$ часов, составит:

$$\alpha = \frac{m_{CH_4}(488ч)}{m_{CH_4}} \approx 36\%. \quad (10)$$

Применение аналогичных расчетов для данных, представленных на рисунке 3 и полученных из уравнения (8), дает парадоксальный результат: теоретическая кривая на рисунке 2 при $t = 500$ часов соответствует степени конверсии порядка 200% (!). Другими словами это значит, что для образования такого количества метаногидрата, которое следует из расчетов по уравнению (8) при $D = 10^{-15}$ м²/с и $r_0 = 75$ мкм, потребуются двойное количество метана и воды по сравнению с имеющимся в ампуле количеством к началу эксперимента. Конечно, газообразный метан в процессе роста метаногидрата имеет возможность поступать по соединительному капилляру в ампулу ЯМР из внешнего резервуара, но количество воды в ампуле является величиной фиксированной.

Таким образом, для данной модели существует явная проблема согласования экспериментальных данных с результатами расчета.

Напомним, что суть модели основывается на представлении о том, что в результате вспенивания первоначально находившийся в ампуле метан образовал газонаполненные сферы. Причем, для упрощения при расчётах мы по-

лагали, что все сферы имеют одинаковый радиус.

На первый взгляд, кажется, что введение дополнительно в модель вполне обоснованного допущения о распределении размеров пузырьков не способно что-либо изменить. Однако это оказалось не так. Допущение о возможности образования в процессе вспенивания пузырьков с широким распределением по размерам является принципиальным для рассматриваемой задачи. Действительно, при расчетах зависимости количества образовавшегося метаногидрата резонно допустить, что в сферах малого радиуса на начальном этапе была заключена только малая (возможно не более 10%) часть газообразного метана, а большая его часть оказалась в сферах (пузырьках) относительно большого радиуса. Соотношение радиусов сфер при этом можно допустить таковым, чтобы суммарное значение площади поверхности раздела фаз газ-жидкость для сфер малого радиуса превалировало над таковым для сфер большого радиуса. Тогда, доминирующим вкладом в скорость роста метаногидрата будет процесс гидратообразования в сферах малого радиуса, который, как мы показали выше, из-за кривизны поверхности приводит к эффекту увеличения значения степени n в выражении $P(t) \propto t^n$, используемом для аппроксимации экспериментальных данных. В то же время, процесс гидратообразования, идущий на границах раздела фаз газ-жидкость в газонаполненных сферах большого радиуса из-за малой доли суммарной поверхности не является определяющим. Однако именно сферы (пузырьки) большого диаметра являются своеобразными накопительными резервуарами газообразного метана для обеспечения интенсивного процесса гидратообразования вокруг сфер (пузырьков) малого радиуса, суммарная площадь поверхности раздела газ-жидкость которых в предлагаемой модели может быть очень большой. Единственное дополнительное допущение, необходимое для обеспечения работоспособности модели сфер с существенно различающимися размерами, состоит в предположении о том, что сферы малого радиуса окружают сферы большого радиуса и соединены с последними проницаемыми для газа каналами. Последнее допущение, на наш взгляд, не является непреодолимым. Действительно, если таких каналов не существует на начальном этапе процесса гидратообразования, то они с необходимостью появятся позже вследствие разрушения участков метаногидрата в местах соприкосновения сфер большого и малого радиусов из-за механизма возникновения разности давлений газообразного метана внутри сфер с разным исходным радиусом.

Попытаемся вышесказанное подтвердить расчетами. Для упрощения допустим, что в системе существуют пузырьки с двумя размерами: r_1 и r_0 . Тогда выражение (8) для общего количества метана в образованном за время t метаногидрате модифицируется следующим образом:

$$m_{teor1}(t) = n_0(r_0) \cdot \frac{V_{teor}(t, r_0) \cdot \rho_h}{(1 + \frac{6,1}{M_{CH_4}} \cdot M_{H_2O})} + n_1(r_1) \cdot \frac{V_{teor}(t, r_1) \cdot \rho_h}{(1 + \frac{6,1}{M_{CH_4}} \cdot M_{H_2O})}, \quad (11)$$

где $V_{теор}(t, r_0)$ и $V_{теор}(t, r_1)$ – зависимости от времени объёмов образовавшихся метаногидратных плёнок на сфере малого радиуса r_0 и сфере большого радиуса r_1 соответственно, определяемые уравнением (5). $n_0(r_0)$ и $n_1(r_1)$ – количество сфер малого и большого радиусов соответственно – задаются следующими уравнениями:

$$n_0(r_0) = \frac{\alpha \cdot V_0}{(\alpha + 1) \frac{4}{3} \pi r_0^3},$$

$$n_1(r_1) = \frac{V_0}{(\alpha + 1) \frac{4}{3} \pi r_1^3}, \quad (12)$$

где α – отношение общего объёма метана, содержащегося в сферах малого радиуса r_0 , к объёму метана, заключенному в сферы большого радиуса r_1 .

Строго говоря, задача описания экспериментальных данных уравнением (11) не имеет однозначного решения, поскольку в модифицированной модели варьируемыми является целых четыре параметра: коэффициент диффузии D , радиусы большой и малой газонаполненных сфер r_1 и r_0 и коэффициент α , который определяет отношение объёмов метана, заключенного в сферах малого и большого радиусов. Другими словами, удовлетворительное согласие расчётных данных с экспериментальными удастся получить при разных сочетаниях этих параметров. Это демонстрируется данными на рис. 4. Кривые зависимости количества метана в метаногидрате от времени, рассчитанные по уравнению (11) для двух различных комбинаций варьируемых параметров показаны на рисунке 4 а и б, соответственно.

Несмотря на вышесказанное следует заметить, что выбор параметров в (11) не может быть все же осуществ-

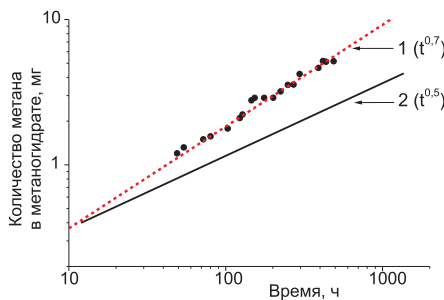


Рис. 2. Количество метана, образовавшегося в зависимости от времени, в метаногидрате, сформированном в образце пенистой структуры (*). Линия (1) соответствует зависимости

$P(t) \sim t^{0.7}$, линия (2) – $P(t) \sim t^{0.5}$.

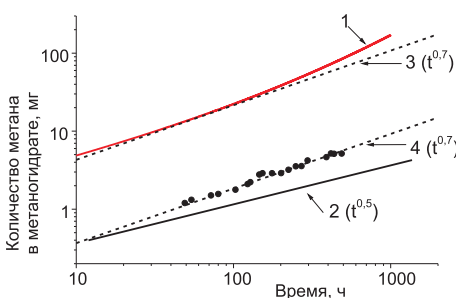


Рис. 3. Экспериментальные точки и их аппроксимация уравнением (8). Линия 1 – кривая зависимости количества метана в метаногидрате от времени, рассчитанная по уравнению (8) при

$D = 10^{-15} \text{ м}^2/\text{с}$ и $r_0 = 75 \text{ мкм}$; * – экспериментальные точки; линия 2 соответствует степенной зависимости с показателем степени $n = 0.5$; линии 3 и 4 соответствуют степенной зависимости с показателем степени $n = 0.7$.

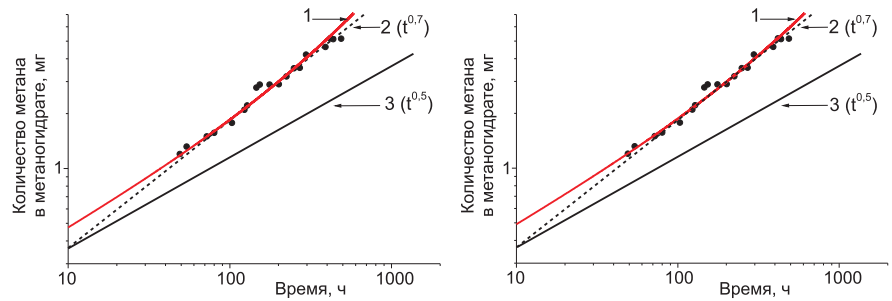


Рис. 4. Экспериментальные точки и их аппроксимация уравнением (11). Линия 1 – кривая зависимости количества метана в метаногидрате от времени, рассчитанная по уравнению (11) (а) при $D = 5 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2/\text{с}$, $r_0 = 10 \text{ мкм}$; $r_1 = 500 \text{ мкм}$, $\alpha = 0.05/0.95$ (б) при $D = 5 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2/\text{с}$, $r_0 = 3 \text{ мкм}$; $r_1 = 170 \text{ мкм}$, $\alpha = 0.05/0.95$; * – экспериментальные точки; линия 2 соответствует степенной зависимости с показателем степени $n = 0,7$; линия 3 соответствует степенной зависимости с показателем степени $n = 0,5$.

лен совершенно произвольным образом. Так, если выбрать коэффициент диффузии такого порядка, который соответствует верхней границе диапазона, представленного в работах (Makogon, 1985; Kuhs et al, 2006), то ни при каких комбинациях остальных параметров не удастся получить удовлетворительного соответствия теоретических расчётов экспериментальным данным. Оказывается, что для согласования теоретических расчётов и экспериментальных данных необходимо полагать коэффициент диффузии порядка $10^{-16} \text{ м}^2/\text{с}$, что соответствует нижней границе диапазона, представленного в литературе, или ниже этого значения.

Выводы

В данной работе предлагается оригинальная методика создания пенистой структуры в системе метан-вода, хорошо пригодная для быстрого приготовления значительного количества метаногидрата.

По данным ЯМ релаксации получены данные по кинетике образования метаногидрата во вспененной системе метан-вода. Установлено, что вид полученной кинетической кривой аппроксимируется степенной зависимостью с показателем степени $n \approx 0.7$, которая не соответствует зависимости, характерной для нормального диффузионного процесса.

Высказана гипотеза, что полученный экспериментальный результат связан с большой локальной кривизной поверхности пленки образующегося метаногидрата, обусловленной пенистой структурой исследуемого образца.

Предложена простая модель, описывающая процесс роста метаногидрата на поверхности газонаполненных сфер.

Показано, что для более полного согласования данных расчёта с экспериментальными, необходимо допустить, чтобы наряду со сферами малого радиуса существовали соединенные с ними газонаполненные сферы существенно большего радиуса, которые играют роль своеобразных локальных резервуаров газообразного метана для обеспечения быстрого роста метаногидрата на поверхности сфер (пузырьков) малого радиуса.

Авторы выражают благодарность ООО «Технологическая компания Шлюмберже» за оказанную помощь и содействие.

Работа выполнена при поддержке проекта ТНГ 218, дог. № 13.G25.31.0025.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА РАСПОЗНАВАНИЯ СИГНАЛОВ К КЛАССИФИКАЦИИ ТЕРМОГРАММ СКВАЖИН

В статье описывается подход к классификации термограмм скважин на основе метода распознавания сигналов. Термограммы классифицируются по наличию в них температурных аномалий определенного вида. Для идентификации аномалий в термограммах используется вейвлет-анализ.

Ключевые слова: термограмма скважины, температурная аномалия, вейвлет-анализ.

Введение

Термограммы скважин (зависимости температуры от глубины) отличаются очень широким разнообразием по форме и абсолютному значению температуры на одинаковых абсолютных отметках глубины (Христофоров и др., 2005). Если не учитывать процессы перераспределения температуры в скважине, связанные с её техническим состоянием и предысторией, то можно сказать, что на форму термограммы в первую очередь влияет глубинный тепловой поток Земли, теплофизические свойства горных пород и движение подземных флюидов. Проходя сквозь неоднородные по составу и свойствам слои, тепловой поток создает неповторимый, присущий только этому геологическому разрезу температурный «слепок», в котором запечатляются в виде отдельных особенностей все детали разреза и процессов, происходящих в нём.

До настоящего времени интерпретация термограмм проводится на основе их визуального анализа. В большинстве случаев этого оказывается вполне достаточно для того,

чтобы решать широкий круг вопросов. Например, контролировать состояние скважины и прискважинного пространства, осуществлять контроль за текущим состоянием процесса разработки месторождения или прогнозировать перспективы нефтегазоносности регионов (Христофорова и др., 2008). Установленный эмпирически набор закономерностей в распределении температуры в скважинах в ряде случаев позволяет определить количественные характеристики земных недр такие, как величина теплового потока из недр, его конвективная составляющая, теплопроводность горных пород в естественных условиях, направление и скорость движения насыщающих породы флюидов и т.д.

Сравнительная простота получения результатов при таком способе «чтения» термограмм может привести к ложному выводу о его достаточности. Термограммы, измеренные в разное время в разных скважинах, могут обнаруживать одинаковые особенности или, напротив, не содержать их. Особенности одного и того же происхожде-

Окончание статьи А.А. Иванова, М.Д. Залютдиновой, В.Д. Скирды, С.С. Сафонова «Особенности роста метаногидрата в воде пенистой структуры»

Литература

Дядин Ю.А., Гуцин А.Л. Газовые гидраты. *Сороковский Обзорательный Журнал*. N3. 1998. 55-64.

Englegos P., Kalogerakis N., Dholabhai P.D., Bishnoi P.R. Kinetics of formation of methane and ethane gas hydrates. *Chemical Engineering Science*. V42. N11. 1987. 2647-2658.

Hao W., Wang J., Fan S. Study on methane hydration process in a semi-continuous stirred tank reactor. *Energy Conversion and Management*. V48. 2007. 954-960.

Kleinberg R.L., Flaum C., Griffin D.D., Brewer P.G., Malby G.E., Peltzer E.T., Yesinowski J.P. Deep sea NMR: Methane hydrate growth habit in porous media and its relationship to hydraulic permeability, deposit accumulation, and submarine slope stability. *Journal of Geophysical Research*. V108. N10. 2003. 2508-2525.

Kuhs W.F., Staykova D.K., Salamatin A.N. Formation of methane hydrate from polydisperse ice powders. *Journal of Physical Chemistry B*. V110. 2006. 13283-13295.

Lekse J., Taylor C.E., Ladner E.P. Effect of bubble size and density on methane conversion to hydrate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. V56. 2007. 97-100.

Makogon Y.F. Gas hydrates: prevention of their formation and utilization. Moscow: Nedra. 1985.

Max M.D., Pellenbarg R.E. Hydrate-based fuel storage and transport media: potential impact. *Proceedings Fuel Chemistry Division of the American Chemical Society*. CA. 1997. 463-466.

Takahashi M., Kawamura T., Yamamoto Y., Ohnari H., Himuro S., Shakutsui H. Effect of shrinking microbubble on gas hydrate formation. *Journal of Physical Chemistry B*. V107. N10. 2003. 2171-2173.

A.A. Ivanov, M.D. Salyalyutdinova, V.D. Scirda, S.S. Safonov. **Methane hydrate growth habit in foamed water.**

In the given work results of experimental researches of methane hydrate growth in foamed water are presented. The original technique of preparation of such foamy structure is offered and tested. The simple theoretical model describing process of growth of hydrate at bubbles surface of foamy structure is offered. On the basis of the calculations spent according to offered model, some parameters of foamy structure are estimated and features of interaction of separate elements of such system are considered at methane hydrate growth.

Keywords: gas hydrates, methane hydrate, methane hydrate growth kinetics, NMR.

Анатолий Александрович Иванов
инженер кафедры молекулярных систем,

Миляуша Дамировна Залютдинова
сотрудник кафедры молекулярных систем

Владимир Дмитриевич Скирда
д.ф.-м.н., профессор, зав. кафедры молекулярных систем
Казанский (Приволжский) федеральный университет
420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 292-75-99.

Сергей Сергеевич Сафонов
PhD, начальник исследовательского отдела ООО «Технологическая компания Шлюмберже»

101000, Москва, пер. Огородная Слобода, 5А.
Тел.: (843) 292-75-99.

ния могут сильно отличаться по масштабу. Их форма может искажаться или маскироваться наложением особенностей другого вида и т.д. Всё это значительно усложняет обработку и анализ экспериментального материала в рамках прежних подходов.

Попытки строгого подхода к анализу формы термограммы и её особенностей показывают, что в ней может содержаться информация, недоступная обычным путём. Это наводит на мысль о возможности классификации термограмм по совокупности характерных особенностей. Их присутствие или отсутствие на термограммах может послужить основанием для отнесения термограммы к определённому типу. Такая классификация может существенно повысить информативность термограмм и эффективность их анализа.

Задача классификации термограмм аналогична задаче классификации (разделение набора объектов на классы) или распознавания (отнесение неизвестных объектов к одному из известных классов) физических сигналов и временных рядов. Существует ряд методов решения таких задач, например, Dynamic Time Warping (Berndt & Clifford, 1994), Hidden Markov Models (Rabiner & Juang, 1986). Один из наиболее успешных методов – вейвлет-анализ (Percival & Walden, 1999).

Классификацию термограмм скважин можно проводить по наличию в них температурных аномалий или последовательности аномалий определенного вида. Температурной аномалией будем называть любое отклонение графика температуры от идеальной геотермы. Для идентификации аномалий в термограммах используется вейвлет-анализ с предварительной обработкой термограммы (Бурганов, Христофоров, Христофорова, 2007).

Метод

Пусть функция $\psi(x)$ задает форму аномалии, а функция $f(x)$ является исследуемой термограммой. Пусть $\psi(x)$ удовлетворяет следующим условиям:

$$\psi(x) = 0, |x| > 1, \int_{-\infty}^{\infty} \psi^2(x) dx = 1. \tag{1}$$

Задача состоит в том, чтобы найти интервал значений $x_1 < x < x_2$, в котором

$$f(x) = A + B\psi(C(x-x_0)) + \varepsilon, x \in (x_1; x_2). \tag{2}$$

Данное выражение означает, что аномалия может быть смещена по глубине, может иметь произвольную амплитуду и протяженность по глубине. Желаемым результатом является определение параметров A, B, C и x_0 . Вейвлет-анализ позволяет эффективно обнаруживать участки необходимого вида в сигнале, при условии, что параметры A и B являются константами. Поскольку это условие не удовлетворено в нашем случае, то требуется некоторая предварительная обработка термограммы.

Рассмотрим непрерывное вейвлет-преобразование с материнским вейвлетом ψ :

$$W_{\psi} f(a, b) = \frac{1}{|a|^{1/2}} \int f(x) \psi\left(\frac{x-b}{a}\right) dx = \frac{1}{|a|^{1/2}} \int_{b-a}^{b+a} f(x) \psi\left(\frac{x-b}{a}\right) dx, \tag{3}$$

где a – коэффициент растяжения по оси x или масштаб, b – смещение по оси x . Для локализации участков вида $1/\sqrt{a}\psi(x/a)$ в сигнале необходимо найти локальные максимумы функции $W\psi f(a, b)$. Практически это означает, что при появлении мощных пиков на термограмме в интеграле $W\psi f(a, b)$ тоже появятся пики, но они не будут связаны со схожестью сигналов. Поэтому представляется разумным привести термограмму к виду, исключающему появление пиков.

Во-первых, мы будем рассматривать термоградиент, а не температуру, т. к. именно график термоградиента описывает форму аномалий независимо от значений температуры. Далее введем функции $Df(a, t)$, $f_{\min}(a, k, t)$ и $f_{\max}(a, k, t)$:

$$Df(a, t) = f(t) * \Theta(at) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t-\tau) \Theta(a\tau) d\tau, \tag{4}$$

где $\Theta(a)$ – сглаживающая функция полушириной a .

$$f_{\min}(a, k, t) = \min_{t-ka < \tau < t+ka} Df(a, \tau). \tag{5}$$

$$f_{\max}(a, k, t) = \max_{t-ka < \tau < t+ka} Df(a, \tau). \tag{6}$$

Сглаживание функции производится с масштабом $2a$, а максимум и минимум берутся в окне шириной $2ka$. Графики функций (4), (5) и (6) изображены на рисунке 1б.

Рис. 1. а) термограмма скважины 3915; б) графики функций $f_{\max}(a, k, t)$, $Df(a, t)$ и $f_{\min}(a, k, t)$; в) график функции $F_{a,k}(t)$.

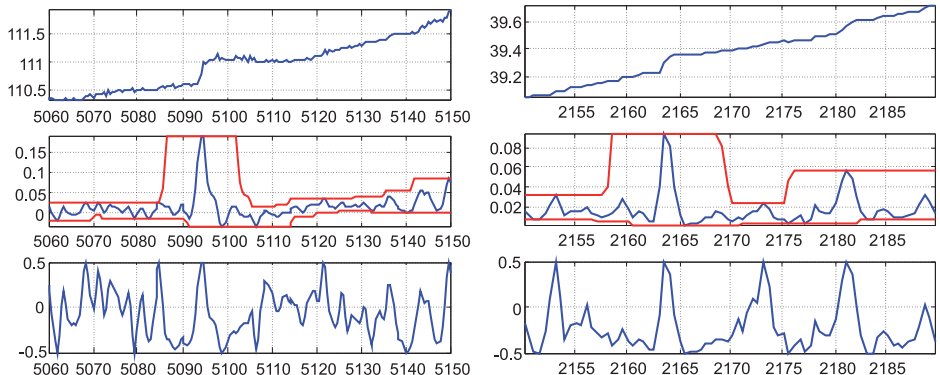
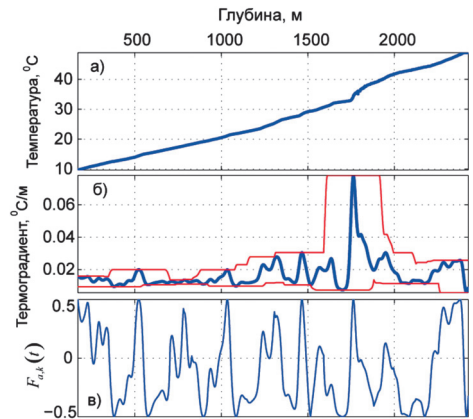


Рис. 2. Аналогичная обработка термограмм скважин 20009 и 1001.

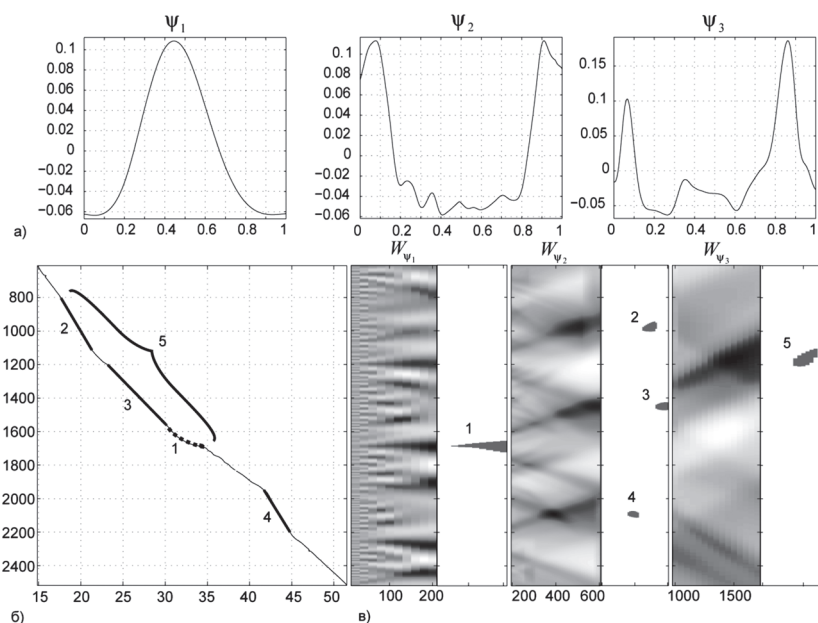


Рис. 3. Анализ скважины 20020 Бавлинская.

Рассмотрим функцию

$$F_{a,k}(t) = \frac{Df(a,t) - f_{\min}(a,k,t)}{f_{\max}(a,k,t) - f_{\min}(a,k,t)} - \frac{1}{2} \quad (7)$$

Функция $F_{a,k}(t)$ сохраняет особенности формы функции $Df(a,t)$, при этом она не имеет резких пиков и не смещена по оси y (Рис. 1в). Поэтому функция $F_{a,k}(t)$ вполне пригодна для вейвлет преобразования с масштабом a .

Поиск аномалий заданного вида осуществляется следующим образом. Для каждого вида аномалии создается вейвлет $\psi_i(t)$. Неизвестная термограмма $f(t)$ преобразуется следующим образом:

$$\bar{W}_{\psi_i,k} f(a,b) \equiv W_{\psi_i} F_{a,k}(a,b) \quad (8)$$

При этом локальный максимум в точке (a, b) спектра преобразования $\bar{W}_{\psi_i,k} f$ будет указывать на интервал $(b - a; b + a)$, на котором функция $F_{a,k}(t)$ повторяет по форме вейвлет $\psi_i(t)$. Для того, чтобы выяснить принадлежность данного участка к аномалии данного типа, были использованы следующие дополнительные признаки:

1. $\frac{1}{2}(f_{\min} + f_{\max})$ – средний термоградиент аномалии,
2. $f_{\max} - f_{\min}$ – величина аномалии,
3. масштаб a , указывающий на протяженность аномалии по глубине.

Параметр этого процесса – число k , которое задает во сколько раз окно, в котором берутся максимум и минимум, больше окна сглаживания градиента. Оно задается вручную и зависит от сложности аномалий. В приведенном на рисунке 1 случае $k = 6$.

Результаты

Для анализа были отобраны порядка 30 термограмм скважин, измеренных авторами статьи. На этих термограммах были выделены три часто встречающихся типа температурных аномалий (распределений) разной толщины. Первый соответствует аномалии притока (масштаб 1 – 50 м), второй – участкам с постоянной теплопроводностью

(масштаб 200 – 400 м), третий – часто встречающийся участок термограммы протяженностью 800 – 1400 м с распределением термоградиентов пластов в определенной последовательности (Khristoforova et al, 2000). Были созданы три вейвлета ψ_1, ψ_2, ψ_3 для идентификации этих распределений (Рис. 3а).

В качестве примера приведем термограмму скважины 20020 Бавлинская, измеренной в 2005 г., и коэффициенты преобразований $W_{\psi_i,k}$ (Рис. 3б, в). На рисунке 3в также приведены найденные типовые распределения (цифры 1 – 5).

Приведенный метод позволил надежно обнаружить аномалии (распределения) трех типов на всех термограммах, на которых их присутствие было определено ранее визуальным способом. Метод эффективно оценивает параметры аномалии A, B, C и x_0 из выражения (2). В результате термограмма может быть представлена как совокупность аномалий (распределений) известных типов, что позволяет классифицировать термограммы и значительно упрощает анализ большого массива термограмм.

Литература

Бурганов Б.Т., Христофоров А.В., Христофорова Н.Н. Идентификация структур в геологическом разрезе на основе анализа коэффициентов вейвлет-преобразования термограмм скважины. *Георесурсы*. № 4(23). 2007. 8-10.
 Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеманн М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений. *Георесурсы*. № 3(26). 2008. 10-12.
 Христофоров А.В., Христофорова Н.Н., Бурганов Б.Т. Температурные волны в природных средах: Фурье и вейвлет-анализ термограмм. *Георесурсы*. № 2 (17). 2005. 2-6.
 Berndt D., Clifford J. Using dynamic time warping to find patterns in time series. AAAI-94 Workshop on Knowledge Discovery in Databases (KDD-94). Seattle, Washington. 1994.
 Khristoforova N.N., Khristoforov A.V. and Muslimov R.Kh. Temperature distribution and anomalies in the crystalline basement. *Phys. Chem. Earth (A)*. Vol. 25. No. 6-7. 2000. 597-604.
 Percival D.B., Walden A.T. Wavelet methods for time series analysis. Cambridge University Press. 1999. 60-73.
 Rabiner L. R., Juang B. H. An Introduction to Hidden Markov Models. *IEEE ASSP Magazine*. 3(1). 1986. 4-16.

Б.Т. Бурганов, А.В. Христофоров, И.С. Абросимова. Application of signal identification method to borehole temperature logs classification.

Approach to the borehole temperature logs classification based on signal identification method is described. Temperature logs are classified by occurrence of specified temperature anomalies in them. Wavelet analysis is used for temperature logs anomalies identification.

Key words: borehole temperature logs, temperature anomalies, wavelet analysis.

Булат Талгатович Бурганов
 аспирант кафедры радиоэлектроники
 Анатолий Владиславович Христофоров
 к. ф.-м.н., доцент кафедры радиоэлектроники
 Ирина Семеновна Абросимова
 аспирант кафедры радиоэлектроники

Казанский (Приволжский) федеральный университет
 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 292-44-54.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОКЕМБРИЙСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Статья посвящена перспективам нефтегазоносности докембрийских комплексов Волго-Уральского региона. Описываются целенаправленные мероприятия по решению проблемы перспектив нефтегазоносности докембрийских комплексов в пределах Волго-Уральского региона, осуществляющиеся в Татарстане.

Ключевые слова: нефтегазоносность, докембрийские комплексы, изучение глубинных недр.

Целенаправленные мероприятия по решению проблемы перспектив нефтегазоносности докембрийских комплексов в пределах Волго-Уральского региона осуществляются в Татарстане. Разработана Программа изучения глубинных недр, начало реализации которой отвечает концу 70-х годов. В Республике пробурены две сверхглубокие скважины и более 2000 скважин, вскрывших кристаллический фундамент, в том числе около 500 из них на глубину более 20 м (Гатиятуллин, 2008).

На юго-восточной окраине Южно-Татарского свода ранее пробурена Туймазинская скважина 2000 до глубины 4042 м, а в ее центральной части завершено бурение Миннибаевской скважины 20000 до глубины 5099 м. В последние годы в рамках Государственного контракта выполнялись работы по испытанию перспективных объектов по разрезу уникальной сверхглубокой скважины 20009 (забой 5881 м) (Тарасов и др., 2004).

Основной акцент при проведении нефтепроисковых работ по фундаменту был сделан на разбуривание выступов фундамента различной генетической принадлежности (горсты, взбросы, эрозионные положительные структуры и др.) и зон разломов. В результате исследований установлены косвенные признаки нефтеносности фундамента, такие, как слабая битуминозность кристаллических пород и образований коры выветривания, увеличение газопоказаний по мере углубления скважины, как за счет углеводородных газов (метан, этан и др.), так и гелия. Кроме того, обнаружены зоны дробления и переработки пород (интервалы разуплотнения и трещиноватости), которые в кристаллической среде вполне могут служить потенциальными коллекторами.

Вещественный состав конкретной формации (литолого-петрографический фактор контроля) кристаллического фундамента, тип и генезис формаций (метаморфический и магматический факторы), а также их пространственно-временные соотношения пока в практике выбора объектов нефтепоисковых работ по фундаменту должным образом не учитываются, а лишь констатируются по мере изучения вскрываемого разреза докембрийских толщ. Однако накопленный геолого-геофизический материал по геологии фундамента убедительно указывает на то, что геологические предпосылки локализации нефтяных месторождений в осадочном чехле обусловлены гетерогенным строением фундамента.

В составленной коллективом авторов (Н.Гатиятуллин, А.Баратов, Е.Шуликов) в 1998 г. оригинальной модели строения кристаллического фундамента увязаны пространственные, структурно-вещественные и временные таксо-

ны, отражающие строение данного участка фундамента Волго-Уральской антеклизы до широко-масштабной девонской трансгрессии моря. Формационный подход к расчетлению «немых» архейско-протерозойских толщ позволил выделить в их объеме конкретные геологические тела (формации), которые были упорядочены в структурно-вещественные комплексы (СВК) докембрийского фундамента.

На основе этих данных в сочетании с интерпретацией карт гравиметрических и магнитных полей была существенно видоизменена геолого-петрографическая карта фундамента А.В. Постникова. На ней, в частности, один из основных структурных элементов I порядка кристаллического фундамента – Южно-Татарский свод – отображен в виде гранито-гнейсового купола субизометрической формы. Он сложен неосомной тоналит-мигматит-гнейсовой формацией (рахмановский комплекс) и субстратными ксеноблоками гранулитов отрадненского (энедербиты, двупироксеновые кристаллосланцы) и большечеремшанского (высоглиноземистые гнейсы и кристаллосланцы) комплексов, включая, вероятно, реститовые образования. Внутреннее строение определяется серией смыкающихся дугообразных и субизометрических тел мигматитов, окаймляющих незатронутые плавлением блоки гранулитового субстрата.

Северо-Татарский свод в отличие от Южно-Татарского выступает в роли антиклинорного выступа, в пределах которого процессы гранитизации гранулитового субстрата (отрадненский комплекс) проявились фрагментарно, преимущественно в восточной периферийной части. Структурный план региона с образованием тоналит-мигматит-гнейсовой формации подчиняется размещению куполов, и соответственно возникающая складчатость не обнаруживает какой-либо господствующей ориентировки.

Примыкание Южно-Татарского гранито-гнейсового купола к Северо-Татарскому гранулитовому выступу проходит по узкой линейной зоне смятия северо-восточного простирания. Пространственное положение этой линейной структуры в общих чертах совпадает с Прикамским разломом фундамента Камско-Кинельской системой прогибов плитного чехла и серией аномалий магнитного поля, которые вероятно, отражают характерный приразломный комплекс пород – гипербазиты или амфиболиты.

Мозаично-блоковое строение фундамента, сформированное позднеархейскими СВК, было частично затушевано раннепротерозойской гранитоидной формацией (позднебакалинский комплекс). Интрузивные тела гранитов нормального и субщелочного рядов проявились в восточной части региона, образовав компактный ареал – полосу размером 240×130 км.

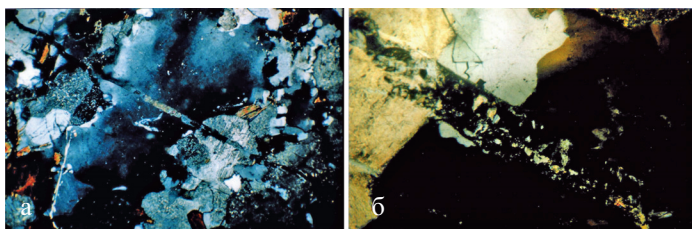


Рис. 1. Микротрещина: а – в биотитовом гнейсе, залеченная кварцем и кальцитом (обр.218). Ув. 100. Ник. X; б – в лейкоosome мигматита (обр. 495). Ув. 50. Ник. X.

Предложенная модель геологического строения фундамента может быть использована в роли фактора регионального значения для прогноза нефтеносности в пределах Татарстана. Земная кора на участке Южно-Татарского купола характеризуется широким спектром проявления метаморфических и магматических докембрийских формаций. Пестрый ряд отмеченных формаций региона дополняется габбро-анортозитами туймазинского и гипербазитами чубовского комплексов. В осадочном чехле над данным участком фундамента локализовано крупнейшее Ромашкинское месторождение нефти.

Северо-Татарский свод, как было отмечено ранее, представляет собой антиклинорный выступ архейского гранулитового субстрата (эндербиты, двупироксеновые и амфиболовые кристаллические сланцы отраденского комплекса). Более поздние формации, ведущие к образованию гранито-гнейсовых куполов, здесь практически не проявились. Осадочный чехол над этим куполом практически “стерилен” в отношении нефтегазоносности, несмотря на то, что и в нем присутствуют нефтегазоматеринские толщи и структурные ловушки, а сами осадочные породы обладают всеми необходимыми свойствами для аккумуляции УВ. Поэтому наряду с традиционными методами поисков нефтяных залежей необходимо использовать нестандартные, такие как формационный анализ петрографо-геохимических материалов глубокого бурения по фундаменту в сочетании с интерпретацией распределения геофизических полей. Необходимо выявить взаимосвязь нефтеносности осадочного чехла и строения фундамента и установить реальные локальные факторы контроля, которыми могут являться сравнительно небольшие по размерам гранито-гнейсовые купола, массивы гомогенных гранитов и тела гипербазитов.

Эти задачи сведены в программу, основные направления которой следующие:

1. Целенаправленное разбуривание докембрийского основания сверхглубокими скважинами (до глубины 5–7 км).
2. Углубление в толщу кристаллического фундамента на первые сотни метров отдельных поисковых и разведочных скважин, бурящихся на продуктивные горизонты девона.
3. Вскрытие древних локальных эрозионных выступов архейско-протерозойских толщ. Вскрытие пород фундамента на 50 м разведочными и некоторыми эксплуатационными скважинами.

Согласно упомянутой выше Программе наряду с практическими и научно-исследовательскими работами по фундаменту проводилось специальное комплексное изучение рифейско-вендских отложений. К настоящему времени известно множество нефтегазобитумопроявлений в венде и рифее Волго-Уральского НГБ, а в ряде глубоких скважин получены промышленные и непромышленные

притоки нефти (среди них, №1018-Ефремовская, № 608-Тыловайская, № 1060-Шарканская в Удмуртии; № 1-Сивинская, № 52-Соколовская в Пермской области; № 640-Ольховская в Оренбургской области).

Исследования нетрадиционных объектов в толщах осадочного и кристаллического докембрия осуществляются в Татарстане на основе альтернативных концепций биогенного и глубинного абиогенного генезиса нефти.

Согласно биогенной концепции происходило поступление углеводородов из окружающих Татарский свод глубоких впадин в покрывающие его осадочные породы по разломам и трещинам фундамента, находящегося на своде гипсометрически выше очага нефтеобразования.

По представлениям глубинного происхождения и ведущей роли разломов считается, что наряду с нефтяными месторождениями осадочного чехла в зонах, примыкающих к разломам при наличии коллекторов и покрышек в толще фундамента могут образовываться залежи нефти и газа. В этой связи оценка возможности миграции и локализации жидких углеводородов в кристаллическом фундаменте Татарского свода приобретает немаловажное значение.

Татарский свод представляет собой крупный мегаблок литосферы (границей гнейсовое ядро), ограниченный подвижными зонами (грабенообразные прогибы), к которым приурочен дометаморфический базитовый магматизм. В архей-протерозойское время породные комплексы подверглись региональному метаморфизму гранулитовой фации и на регрессивном этапе – амфиболитовой фации. Наличие крупных месторождений нефти в осадочном чехле позволяет многим исследователям прогнозировать обнаружение проявлений нефти и в гранулитогнейсах кристаллического фундамента. Проникновение жидких углеводородов в тело фундамента и их локализацию следует связывать, очевидно, с участками нарушения сплошности пород, где возможно формирование их проницаемых и коллекторских свойств.

В основе оценки проницаемости пород для углеводородсодержащих флюидов лежат следующие положения. По А.В. Постникову (Постников, 2002) в породах кристаллического фундамента можно выделить два типа пустот – трещины и поры. В первом случае формируются разрывы сплошности пород любого масштаба, а во втором – только микротрещиноватость. В результате гидротермальной и гипергенной проработки кристаллических пород в них протекают процессы выноса компонентов, что может привести к разуплотнению пород и формированию пустотного пространства. Исследованные породы практически по всему разрезу скважины 20009 подвержены вторичным изменениям различного характера, которые большей частью связаны с проявлением регионального метаморфизма в архей-протерозойское время. В породах кристаллического фундамента, испытавших регионально метаморфические преобразования, первичная пористость осадочных пород не сохраняется. Пористость пород кристаллического фундамента, определенная методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР), варьирует в чрезвычайно низких пределах от 0,04 до 0,46% и свидетельствует об их практически полной непроницаемости для флюидного вещества в интервалах благоприятных для существования углеводородов (до 200°C).

Главным фактором трещиноватости пород является дизъюнктивная тектоника, проявлявшаяся в различные

этапы формирования кристаллического фундамента. Вследствие этого в разрезе скважины можно выделить участки, характеризующиеся высокотемпературной гидротермально-метасоматической деятельностью: проникновением по зонам разломов магматических расплавов с образованием жильных тел и развитием относительно низкотемпературных гидротермальных процессов.

1. В интервале 4022,0–4024,5 м скв 20009 Ново-Елховской вскрыты специфические железисто-силикатные породы. Под микроскопом видны крупные массы милонитизированного кварца, обтекающие удлиненные агрегаты гипидиоморфных и аллотриоморфных таблитчатых зерен гиперстена и диопсида, иногда сцементированных крупными ксеноморфными выделениями магнетита. Часть зерен пироксенов полностью замещена хлоритом. Можно предположить, что данный интервал представляет собой зону древнего разлома, залеченного в результате гидротермально-метасоматической деятельности (Рис. 1).

2. Тела жильных магматических пород имеют, как правило, небольшую мощность и характеризуются локальностью проявления. В интервале бурения 4153,0–4155,0 м скв 20009 Ново-Елховская вскрыта диабазовая дайка. Дайка, интенсивно рассеченная многочисленными трещинами, одна часть которых залечена розовато-белым кальцитом, другая – раскрыта, не залечена. Раскрытость трещин от долей до нескольких миллиметров, направлены они под углом 40–45° к горизонту. Помимо кальцита в трещинах развиты примазки эпидота и мелкие скопления сульфида железа. В интервале 4613,0–4662,0 м высокоглиноземистая толща также прорвана магматическими породами. Бурением вскрыто ультрабазитовое тело с четкой верхней и постепенной нижней границей. Контакт с вмещающими породами имеет тектоническую природу – он достаточно резкий и характеризуется дроблением вмещающих пород. Внедрение расплава происходило по зонам разломов. По этой причине проявления жильных магматических образований можно рассматривать как индикатор дизъюнктивных нарушений. Проникновение расплавов и магматогенных флюидов сопровождается существенным изменением вмещающих пород в виде их физического разрушения (дробления) и гидротермально-метасоматической пароработки. В зоне контакта породы раздроблены и подвержены метасоматическим изменениям. В совокупности процессы дробления пород и метасоматоза могут привести к разуплотнению исходных пород и к образованию в обрамлении жильных тел пустотного пространства, которое может служить зоной проникновения углеводородсодержащих флюидов. Состав образующихся в этих зонах низкотемпературных минералов свидетельствует об интервалах (до 200–250°C), благоприятных для устойчивости углеводородов.

3. Трещиноватость пород заметно увеличивается в нижних горизонтах, где преимущественное развитие имеют толщи высокоглиноземистых пород. Ниже глубины 5300 метров породы участками раздроблены до размерности щебенки. В породах сильнее проявлены катакластические и бластомилонитовые структуры. Очевидно, повышенная трещиноватость пород в нижних интервалах бурения обусловлена приближением к зоне Алтуннино-Шунакского разлома, разделяющего Альметьевский и Ново-Елховский блок. В зоне трещиноватости породы часто изменены наложенными низкотемпературными процессами, которые обладали преимущественно восстановительными свойства-

ми и характеризовались повышенной ролью серы, что фиксируется по появлению кристалликов вторичного пирита.

Положение наблюдаемых трещин меняется от субвертикальных до субгоризонтальных. Наличие зеркал скольжения, выполненных эпидот-хлоритовым материалом, преимущественно в субвертикальных и наклонных трещинах указывает на преобладание вертикального вектора смещений, что может быть обусловлено процессом поднятия Южно-Татарского свода.

В структурном плане Абдрахмановская площадь является одной из центральных на Ромашкинской мегаструктуре и характеризуется наиболее высокими отметками кровли КФ. Исследования СЛБО были выполнены на 4 участках площади (22% всей площади) в 1994–1997 гг. На всех выполненных участках зоны уплотнения и разуплотнения имеют между собой связь по вертикали. Число объектов-коллекторов по разрезу КФ в скважинах увеличивается с увеличением глубины вскрытия. Мощность объектов – до 9,8 м. Таким образом, по литологии в пределах площади выделяются разуплотненные участки, которые могут являться зонами миграции или вмещением нефти.

Для скважины № 179 (Приказанская), пробуренной на западном склоне СТС, в пределах Ветровского грабенообразного прогиба, установлено ещё большее погружение КФ и терригенного девона по сравнению со скв. 80, установившей этот прогиб, а также увеличение мощности терригенного девона (80 м против 60 м в скв. 80). Таким образом, осевая часть прогиба смещена к западу от скв. 179. Амплитуда прогиба по восточному борту (поверхность КФ) относительно скв. 180 составляет 220 м. От скв. 179 к северо-западу и юго-западу происходит резкое сокращение мощности терригенного девона до полного выпадения в скв. 9. По керну КФ – интенсивная трещиноватость (представлены сильно метаморфизированные породы в условиях амфиболитовой фации).

В пределах Мелекесской впадины параметрическими скважинами 33, 34, 1001 вскрыта толща Степноозерского амфиболито-гнейсового комплекса отраденской серии. Породы в разрезе скважины представлены в основном биотит-, амфибол-, пироксенсодержащими гнейсами, плагиогнейсами и редко кристаллосланцами. Толща гнейсов и плагиогнейсов неоднородна по петрографическому составу. Вероятно, она была сформирована различными по своей первично природе породами отраденской серии, которые в архее испытали метаморфизм гранулитовой фации и подверглись в раннем протерозое ультраметаморфной проработке, приведшей к гранитизации исходных пород. Их современный облик сформировался в результате последующего диафореза в условиях амфиболитовой фации. Находки реликтовых зерен пироксена в кристаллах амфибола и биотита и реликтовые фанеритовые структуры указывают, что исходными породами послужили первично вулканогенные и осадочно-вулканогенные образования отраденской серии, составляющие древнее базитовое основание. Практически по всему вскрытому разрезу породы разбиты редкой сетью трещин, залеченных окисным материалом красного цвета и черным хлоритсодержащим глинистым веществом, что указывает на протекание гидротермальных процессов.

Скв. 635, Привятская, пробурена в межкупальной зоне, тем не менее получена нефть. Обращает на себя внимание пространственное положение нефтенасыщенного ин-

тервала, подошва которого всего лишь в двух метрах от кровли КФ. Забой 1703 м; кровля КФ – 1677,6 м (гранитоиды – гранито-гнейсы), выше по разрезу – аргиллиты и песчано-алевролитовые породы кыновского горизонта. Испытан интервал 1673,8 – 1675 м, получен приток нефти дебитом более 30 м³/с с уровня 800 м.

Скв. 279, Первомайская, пробурена в северной части контура Первомайского месторождения. Под осадочным чехлом скважина вскрыла интенсивно трещиноватый разрез КФ (1738 – 2156 м) гранитоидов, амфиболитов; толщина отдельных трещин составляет более 1 мм, часть из них залечена хлоритовой массой. Трещины субпараллельны оси керна, с многочисленными зеркалами скольжения. При испытании (КИИ-95) второго объекта (паркер на гл. 2010 м с опорой на забой 2076 м. получен фильтрат более 18 м³/с) удельного веса 1,06 г/см³. Содержание метана 90 – 98 %, этана 1,8 %, пропана 0,1 % отн. В процессе бурения по КФ постоянно фиксировались повышенные газопоказания в промывочной жидкости.

На основании петрологического исследования скв. 20009, параметрических скв. 33, 34, 1001, а также скважин, вскрывших кристаллический фундамент в пределах Южно-Татарского свода и его обрамления можно констатировать следующее. Масштабы гипергенного воздействия на породы крайне невелики. В купольной части Южно-Татарского свода глубина выветривания не превышает 1 метра, а в пределах Мелекесской депрессии 2 – 2,5 метров, что не позволяет рассматривать измененные породы в качестве потенциальных коллекторов углеводородного сырья. Основное внимание следует уделять зонам трещиноватости в теле фундамента, рассматривая их как пути миграции различных растворов.

В исследованных породах наблюдается две основные разновидности трещин. Первая сеть трещин имеет микро-размерность (0,01 – 0,1 мм) и рассекает породу на ограниченных участках, как правило, без смещения отдельных ее участков относительно друг друга. Микротрещины залечены кварцем, кальцитом, иногда пиритом, что способствовало сохранению монолитности исходных пород. Их образование, по всей видимости, происходило еще на метаморфогенной стадии формирования пород. Вторая сеть трещин нарушает сплошность пород. Наличие в них хлорита, эпидота и других вторичных минералов указывает на то, что их раскрытие сопровождалось проникновением гидротерм и низкотемпературным минералообразованием. В зонах интенсивной трещиноватости исходные породы в значительной мере пелитизированы, серицитизированы и хлоритизированы. Образование трещин данного типа связано с постметаморфическим этапом развития кристаллического фундамента и возможно продолжается до сих пор, на что указывают проявления сейсмоактивности в районе заложения скважины 20009.

На формирование проницаемых и коллекторских свойств пород микротрещины первого типа практически не влияют. Открытые трещины в кристаллических породах фундамента, очевидно, являются практически единственным каналом, по которому возможна миграция газовой фазы в теле кристаллического фундамента в постметаморфический этап его развития. Таким образом, одной из важнейших задач при решении проблемы глубинной нефти является, прежде всего, выявление и просле-

живание путей миграции углеводородсодержащих флюидов по структурно-текстурным и минералогическим признакам. Как показывают проведенные исследования, состав рудных минералов указывает на преобладание процессов, характеризующихся высоким окислительным потенциалом и температурой растворов. Наиболее благоприятные условия фиксируются в зоне трещиноватости, связанной с Алтунино-Шунакским разломом. В этой зоне в высокоглиноземистых гнейсах присутствуют сульфиды железа в различных формах – пирит и пирротин. Часто встречается новообразованный тонкодисперсный магнетит. Низкотемпературные процессы нарушают равновесность условий в породах и приводят к разложению исходных высокотемпературных железо-магнезиальных силикатов в результате их хлоритизации и удалению из их структуры избытка железа. Образование при этом низкотемпературного магнетита указывает на повышенную роль кислорода. В то же время состав вторичных минералов свидетельствует о проработке пород низкотемпературными флюидами слабовосстановительного свойства. Подобные свойства характеризуют углеводородсодержащие растворы. Следует также отметить, что в зоне трещиноватости ниже глубины 5300 м среди измененных обломком высокоглиноземистых пород отмечаются многочисленные выделения графита. Графитовое вещество, встречающееся в зонах трещиноватости, характеризуется высокой степенью температурного преобразования и, по всей видимости, имеет метаморфическое происхождение. Очевидно, его присутствие среди измененных обломков пород следует связывать с обособлением в результате дробления метапелитов, а не привнесом органического вещества нефтяного ряда в составе гидротерм с последующим преобразованием его до состояния графита.

Специальные исследования вещества открытых трещин по разрезу скважины 20009 не выявили сигналов органических радикалов, что не позволяет говорить о миграции в зонах трещиноватости растворов, содержащих органические вещества нефтяного ряда или их фрагменты. Однако в районе заложения параметрической скважины 20009 и ближайших окрестностях происходил обмен веществом между осадочным чехлом и кристаллическим фундаментом, носивший преимущественно гидротермальный характер, что не исключает возможности проникновения растворов, содержащих углеводородные фракции.

Литература

- Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В., Кавеев И.Х., Этапность изучения кристаллического фундамента и основные критерии поиска углеводородов. *Георесурсы*. 3(26). 2008. 27-29.
- Тарасов Е.А., Ананьев В.В., Екимцов С.А., Либерман В.Б. Банк данных «Докембрий» – составная часть татгеобанка и его логическое продолжение. *Георесурсы*. 1(15) 2004. 18-19.
- Постников А.В. Фундамент восточной части Восточно-Европейской платформы и его влияние на строение и нефтегазоносность осадочного чехла. *Автореф. дис. д.г.-м.н.* 2002. 52.

N.S. Gatiyatullin. Perspectives of the Pre-Cambrian deposits oil and gas content.

The paper is dedicated to the perspectives of the Pre-Cambrian deposits oil and gas content of Volga-Ural region. Purposeful actions on solving the problem of perspectives of the Pre-Cambrian deposits oil and gas content, that are realized in Tatarstan, are described.

Key words: oil and gas content, Pre-Cambrian deposits, geological research of the Earth interior.

МИНЕРАЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОРОВОЙ ФОРМАЦИИ ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Работа посвящена актуальной проблеме – формированию кор выветривания на границе осадочного чехла и кристаллического фундамента Южно-Татарского свода. Рассмотрен механизм формирования тонкодисперсных минералов и особенности их распределения в зонах профиля выветривания.

Ключевые слова: коры выветривания, зоны дезинтеграции, цементации, выщелачивания, тонкодисперсные минералы, коррозия, агрегаты, кластеры, глинистые минералы.

Крупнейшие нефтяные месторождения Волго-Уральской нефтегазонасной провинции приурочены к нижним горизонтам палеозойских отложений, перекрывающих породы кристаллического фундамента. Роль последнего в закономерностях размещения месторождений этой провинции достаточно широко освещена, особенно с точки зрения флюидодинамической модели (Ситдикова, Изотов, 2006; Ситдикова, 2005; 2007). Между фундаментом и осадочным чехлом в пределах Волго-Уральского региона локализована специфическая формация – древние коры выветривания, занимающие четкое геодинамическое положение по периферии крупнейших сводовых поднятий региона (Ситдикова, 1999), их можно отнести к погребенному типу. В пределах Татарского свода, крупнейшей структуры региона, выделяются два поднятия: Южно-Татарский и Северо-Татарский, где коры выветривания фундамента в пределах сводов распространены повсеместно, время формирования которых – верхний протерозой – нижний палеозой.

Проведенные исследования вещества коровой формации по данным глубокого бурения свидетельствуют, что мощности кор выветривания в центральных возвышенных участках Южно-Татарского свода составляют 1-2 м (в среднем не превышают 5 м). В периферийных частях и понижениях фундамента, на склонах выступов мощности кор постепенно возрастают и могут достигать 20 – 25 м. Такая разница мощностей обусловлена интенсивным размывом кор выветривания в сводовых частях поднятий фундамента и последующим их переотложением в пониженные участки фундамента. Верхние горизонты коры выветривания оказались смыты в результате интенсивного размыва, и на слабо измененных породах фундамента залегают терригенные отложения девона и местами рифея (Лапинская, 1967; Ситдигов, 1968).

Погребенные коры выветривания Южно-Татарского свода имеют зональное строение, что обусловлено длительным периодом их формирования и проработанностью кор выветривания. На основе различных классификаций зон кор выветривания, в частности, классификаций Гинзбурга И.И., Никитина К.К., Лапинской Т.А., можно со-

ставить обобщенную схему зональности погребенных кор выветривания. Снизу вверх выделяются следующие зоны выветривания Южно-Татарского свода: дезинтеграции (по классификации Никитина К.К. – просачивания), цементации, гидратации и выщелачивания, окисления (или наложных процессов) и зона вторичной гидратации (Гинзбург, 1963; Никитин, 1968).

Профиль погребенных кор выветривания района исследований в большинстве случаев является неполным, что связано с интенсивной эрозией и различием в обстановке формирования разновозрастных кор выветривания. Выделенные зоны древних кор выветривания показывают различную степень преобразования пород (Ситдикова, 1999).

Зона дезинтеграции является зоной, где происходят лишь начальные процессы выветривания породы. По сравнению с вышележащими зонами, зона дезинтеграции распространена наиболее широко и имеет наилучшую выраженность и сохранность.

В зоне дезинтеграции происходит интенсивное дробление пород, появляется сеть микротрещин, по которым активно циркулируют растворы, вызывая изменение по-

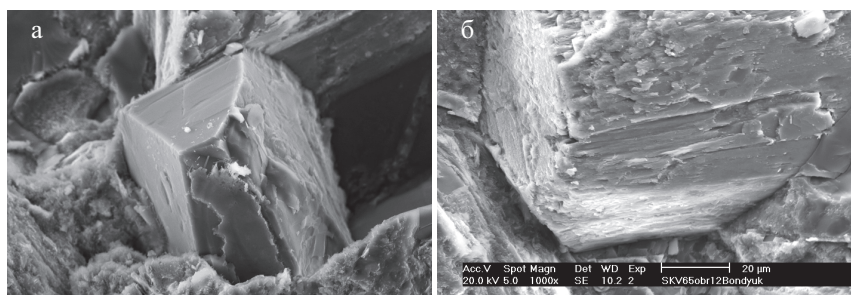


Рис. 1. Зона дезинтеграции. Бондюжская площадь, скв.65, обр.12. а) Плагиоклаз, без следов выветривания, б) Начальная стадия выветривания минерала с образованием тонкодисперсных минералов.

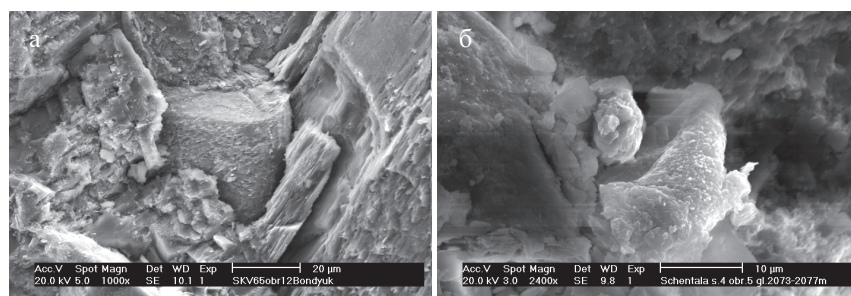


Рис. 2. Зона дезинтеграции. а) Бондюжская площадь, скв.65, обр.12. Тонкодисперсные минералы в порах и каналах. б) Шенталинская площадь, скв.4, обр.5, гл.2073-2077м. Образование агрегата вторичных минералов.

родообразующих минералов. В результате происходящих процессов образуются тонкодисперсные глинистые минералы: каолинит, хлорит, гидрослюды, вермикулит и другие (Ситдикова, 2000). Формирование глинистых минералов происходит по отдельным породообразующим минералам, в частности, по калиевым полевым шпатам, плагиоклазам, пироксенам, гранатам. Процессы химического выветривания приводят к частичному разложению, изменению основных минералов, слагающих породы. В результате этих процессов по породообразующим минералам возникает комплекс тонкодисперсных минералов – слоистых силикатов, сгруппированных в агрегаты.

Вновь образованные тонкодисперсные минералы представляют собой нанокристаллы и нанокластеры (Соколов и др., 2010). По силикатным минералам чаще всего образуются пластинчатые, слоистые наночастицы, которые представляют собой агрегаты или кластеры. Несмотря на то, что новообразованные минералы находятся в форме агрегатов или кластеров, их свойства будут такими же, как для исходных наноминералов, т.е. они являются «зародышами» для агрегатов и микроструктур, форма и размеры которых зависят от минерального состава, условий их образования.

Этапы формирования тонкодисперсных минералов в породах, в частности, зоны дезинтеграции профиля коры выветривания можно проследить, например, по плагиоклазам, широко развитым в метаморфических породах (Рис. 1). В слабо измененных, или практически неизменных исходных породах зерна плагиоклаза идиоморфной, панидиоморфной структуры, практически без следов выщелачивания, коррозии и без новообразованных минералов (Рис. 1а). В результате начальных процессов выветривания, зерна плагиоклазов начинают покрываться сетью микротрещин, участками подвергаются процессам коррозии, появляются микропоры с чешуйками серицита (Рис. 1б).

Дальнейшие процессы приводят к формированию узких, удлиненных каналов, в которых происходит формирование новообразованных минералов, которые частично могут быть сгруппированы в микроагрегаты, при этом сам минерал «хозяин» участками может быть практически без следов изменений (Рис. 2а, б).

В последующем зерна минералов пород интенсивно корродируются, при сохранении отдельных неизменных участков без следов изменений и наличия вторичных минералов (Рис. 3а). Более интенсивные процессы выветривания формируют в минералах пустоты, каналы, каверны, которые постепенно выполняются тонкодисперсными минеральными агрегатами, в частности, каолинита (Рис. 3б). В других минералах (пироксенах), также формируется комплекс вторичных минералов – хлорита, который образует тонкие пластинчатые выделения в микрокавернах, или веерообразные выделения в от-

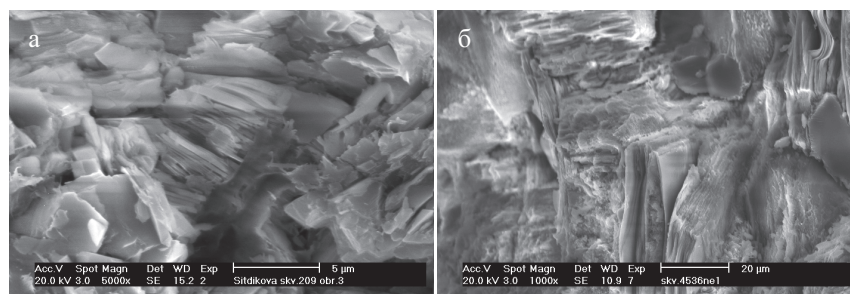


Рис. 4. Зона дезинтеграции. а) Елабужская площадь, скв.209, обр.3. Расщепление, деформация пакетов биотита. б) Ново-Елховская площадь, скв.4536, обр.1. Процесс замещения биотита вермикулитом.

дельных участках узких и длинных каверн (Рис. 3в).

Типичным минералом профиля коры выветривания является кварц, как более устойчивый минерал к процессам выветривания. Он широко представлен в зоне дезинтеграции, но может являться одним из основных компонентов наряду с глинистыми минералами и в вышележащих зонах профиля коры выветривания. Процессы выветривания формируют гладкие, округлые, извилистые формы кварца со следами газовой-жидких включений (Рис. 3г). Межзерновое пространство и пустоты газовой-жидких включений интенсивно выполняются вторичными минералами (каолинитом).

В процессе выветривания пород происходит расщепление, деформация чешуек биотита (Рис. 4а, б) с последующим формированием хлорита, мусковита, или вермикулита. Между деформированными пакетами биотита происходит интенсивная циркуляция растворов, приводящие к процессам гидратации биотита. В начальную стадию образуется гидробиотит, а последующие процессы выветривания приводят к появлению хлорита или вермикулита, которые могут выполнять межпакетное пространство биотита, вызывая дальнейшее расщепление и деградацию пакетов (Рис. 4б).

Проведенные исследования свидетельствуют, что ко-

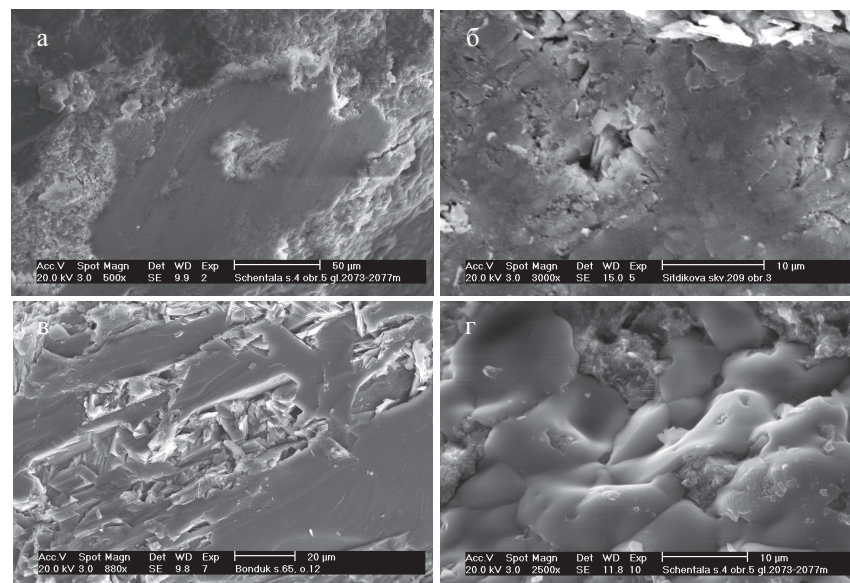


Рис. 3. Зона дезинтеграции. а) Шенталинская площадь, скв.4, обр.5, гл.2073 – 2077м. Измененное, корродированное зерно плагиоклаза. б) Елабужская площадь, скв.209, обр.3. Сильно измененное зерно плагиоклаза с микроагрегатами тонкодисперсных минералов. в) Бондюжская площадь, скв.65. Процесс формирования вторичных минералов в кавернах пироксенов. г) Кварц со следами газовой-жидких включений.

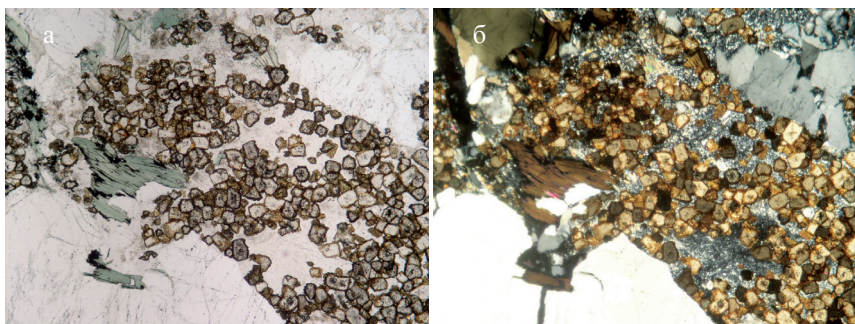


Рис. 5. Зона дезинтеграции. Крупные чешуйки хлорита и выделения сидерита. а) николи II, б) николи +.

Коровая формация является специфическим объектом, перспективным на поиски месторождений углеводородов. В первую очередь, ее образования характеризуются повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Однако зоны повышенных величин коллекторских свойств этой формации распределены неравномерно и локализованы в двух горизонтах: в зоне механической дезинтеграции пород фундамента и зоне выщелачивания. Зона дезинтеграции обычно характеризуется развитием потенциальных коллекторов трещинного типа. Породы этой зоны обладают повышенной кусковатостью, брекчированностью, участками залечены карбонат-сидеритовым цементом.

Зона дезинтеграции перекрыта зоной цементации, играющей роль флюидоупора, с интенсивным развитием вторичных карбонатов по трещинам и выполнением последних комплексом глинистых минералов, состав которых изменчив в зависимости от пород субстрата.

Второй перспективный горизонт коровой формации связан с зоной выщелачивания, перекрывающей зону цементации. Эта зона характеризуется глубокими изменениями пород субстрата формированием пустотного пространства трещинно-порового типа. В этой зоне широким развитием пользуются тонкодисперсные глинистые минералы, представленные смешанослойными фазами на базе смектита, гидрослюды, хлорита и вермикулита с различным количеством каолинита. Неупорядоченные структуры агрегатов этих минералов обеспечивают высокие величины коллекторских свойств. Зона выщелачивания, как правило, перекрыта достаточно плотной зоной, представленной охрами и наложенной на них зоной вторичной цементации типичных для погребенных кор.

Существенным компонентом второй зоны повышенных фильтрационно-емкостных свойств являются сингенетичные выделения графит-битумных смесей, которые локализованы в виде мелких до 1,5-2 мм макро чешуек, имеющих сложную внутреннюю структуру, характеризующуюся сложными взаимоотношениями тонких до 0,01 мм микровыделений графита в битумном веществе. Сами макро чешуйки локализованы обычно по плоскостям спайности биотита, агрегатов глинистых минералов, особенно смешанослойного типа.

Особенности локализации выделений графит-битумных смесей позволяют предположить, что их формирование протекало за счет синтеза тяжелых углеводородов и графита на подложке глинистых минералов при прохождении через коровое вещество потоков флюидов, обогащенных простыми углеводородами, наличие которых констатируется в зонах глубинной гидротермальной прора-

ботки пород кристаллического фундамента по данным материалов глубокого бурения (Ситдикова, 2005).

Литература

- Гинзбург И.И. Типы древних кор выветривания, формы их проявления и классификация. *Сб. тр.: «Кора выветривания»*. Вып.6. М: Издательство Академии наук СССР. 1963. 320.
- Лапинская Т.А., Журавлев Е.Г. Погребенная кора выветривания фундамента Волго-Уральской газонефтеобластной провинции и ее геологическое значение. М: Недра. 1967. 174.
- Никитин К.К. Классификация кор выветривания и связанные с ними месторождения полезных ископаемых. *Сб.: «Кора выветривания»*. Вып.10. М: Издательство Академии наук СССР. 1968. 312.
- Ситдилов Б.С. Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. Казань: Изд-во КГУ. 1968. 436.
- Ситдикова Л.М. Потенциальные коллекторские зоны глубоких горизонтов Татарского свода. *Сб. тр.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений»*. «Стратиграфия, общая геология, региональный прогноз». Санкт-Петербург: Изд-во ВНИГРИ. Т.2. 1999. 296-297.
- Ситдикова Л.М. Минералого-геохимическая инверсия профиля погребенных кор выветривания зоны Камских разломов Республики Татарстан. *Сб. тр.: «Геология и современность»*. Казань: Изд-во КГУ. 1999. 123-124.
- Ситдикова Л.М. Коровая формация фундамента древних платформ – перспективный объект на поиски месторождений углеводородного сырья. *Сб. тр. всерос. съезда геологов и науч.-практ. конф.: «Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века»*. Санкт-Петербург. 2000.
- Ситдикова Л. М. Зоны деструкций кристаллического фундамента Татарского свода. Казань: Изд. КГУ. 2005. 146. 12,44 п. л.
- Ситдикова Л.М. Особенности флюидного режима кристаллического фундамента Татарского свода. *Георесурсы*. 3(22). 2007. 26-28.
- Соколов В.Н., Осипов В.И., Чернов М.С. Минеральные наноструктуры глинистых покрышек. *Мат-лы II междунар. конф.: «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям»*. Москва. 2010. 213-220.
- Sitdikova L.M. Formation of hydrocarbon reservoirs in the deep Earth's crust. *Journal of Geochemical Exploration*. N5343. Vol.89. 1-3. 2006. 373-375.

L.M. Sitdikova, E.Yu. Sidorova. Mineralogical-petrographic features of crustal rock formation in the South-Tatar arch crystalline basement.

The work is dedicated to the topical problem – weathering crust formation on the crystalline basement and sedimentary boundary of South-Tatar arch. The mechanism of fine-dispersed minerals formation and features of its distribution in weathering profile zones are considered.

Key words: weathering crust, zones of rock breaking, cementation, leaching, fine-dispersed minerals, corrosion, aggregate, clusters, clay minerals.

Ляля Мирсалиховна Ситдикова

к.геол.-мин.н., Заслуженный геолог РТ, Почетный работник высшего и профессионального образования РФ, доцент каф. региональной геологии и полезных ископаемых.

Елена Юрьевна Сидорова

аспирант кафедры региональной геологии и полезных ископаемых.

Казанский (Приволжский) федеральный университет. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18.

Тел./Факс (843)238-84-71.

ПОЛИГАРМОНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИЗМЕНЯЕМОСТИ ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ШИРОТЫ

В работе рассматривается применение адаптивных динамических регрессий для описания изменений широт.

Ключевые слова: полигармоническая модель, изменчивость широты, динамическая регрессия.

Введение

Само явление изменчивости географических широт изучается с конца XIX века. Было обнаружено, что колебания значений широты имеют периодический характер, причем основными периодами являются 14-месячный период Чандлера и годовой период, имеющий четкую геофизическую интерпретацию.

Одной из актуальных задач в этой области является математическое описание изменчивости широты (динамики ее значений во времени). Детерминированная математическая модель позволяет прогнозировать значение изучаемой характеристики на будущие моменты времени. Попытки построения таких моделей предпринимались неоднократно, но, к сожалению, их прогностическая ценность оказывалась невысокой. Развитие статистических методов моделирования временных рядов (ВР) позволяет надеяться на успешное применение статистических моделей для решения рассматриваемой задачи как задачи описания изменчивости географической широты во времени.

В отличие от детерминированных, статистические (регрессионные) модели не остаются постоянными по структуре и значениям параметров на весь период использования. После получения прогноза на шаг или несколько шагов дискретности в будущее модель «обновляется» по текущим значениям широты.

Развиваемый в настоящее время подход динамического регрессионного моделирования (ДРМ – подход) (Валеев, 2001) позволяет строить прецизионные модели ВР (Kuzin et al., 2010; Соболев и др., 2010; Валеев и др., 2010). Точность прогнозирования таких моделей в несколько раз выше, чем при использовании стандартных методик АРСС и АРПСС (авторегрессия – скользящее среднее, авторегрессия – проинтегрированное скользящее среднее).

ДРМ-подход является частным случаем АРМ-подхода (подхода адаптивного регрессионного моделирования) (Валеев, 2001). При его применении формируется комплексная модель ВР, состоящая из набора оптимальных математических структур, каждая из которых описывает зависимость «остатков» своей ступени от времени. Назовем такую модель адаптивной динамической регрессией (АДР-моделью), имея в виду, что основным аргументом является время, а окончательный вид АДР формируется в результате вычислительной адаптации к свойствам остатков той или иной ступени и к нарушениям условий применения метода наименьших квадратов (МНК).

Целью исследований является расширение представлений об изменчивости географической широты на основе применения ДРМ-подхода к одномерным временным рядам ее значений. При этом мы надеемся выявить

устойчивую полигармоническую структуру, содержащую кроме двух основных гармоник другие, поддающиеся объяснению. Важным практическим результатом может быть обнаружение прогностической ценности модели.

Моделирование изменчивости географической широты

Методика обработки данных. Математические алгоритмы обработки данных достаточно подробно рассмотрены в работе (Соболев, Валеев, Фасхутдинова, 2010).

Считается, что условно ВР есть дискретный процесс $Y(t)$, наблюдаемый в равноотстоящие моменты времени t_1, t_2, \dots, t_n :

$$Y(t) = f(t) + \varphi(t) + \varepsilon(t), t = t_1, t_2, \dots, t_n, \quad (1)$$

где $Y_1(t), Y_2(t), \dots, Y(t_n)$ – временной ряд наблюдений случайной функции; $f(t)$ – неслучайная функция тренда; $\varphi(t)$ – случайная с элементами регулярности функция; $\varepsilon(t)$ – нерегулярная случайная компонента (ошибка, в предельном случае «белый шум»).

Анализ данных. Выполняется проверка данных на стационарность ВР по двум критериям (непараметрическому критерию сдвига и критерию рассеивания). На уровне значимости $\alpha=0.05$ принимаются гипотезы о том, что в реализации присутствует сдвиг среднего вниз и о равенстве дисперсий обеих групп. В целом можно считать, что ряд является стационарным.

При фрактальном анализе значение показателя Херста H оказалось равным 0.568, что означает персистентность (трендоустойчивость) ряда или, если ряд возрастает (убывает) в предыдущий период, он будет сохранять эту тенденцию какое-то время в будущем. Чем ближе H к 0.5, тем более зашумлен ряд и тем менее выражен его тренд. Можно заключить, что ВР имеет слабую трендоустойчивость.

Центрирование данных. Сначала делается попытка описать динамику данных алгебраическим полиномом из некоторого множества возможных. При статистически незначимом значении коэффициента корреляции R эти действия прекращаются, и данные центрируются обычным способом ($\bar{Y}(t) = 20.28628$).

Спектральный анализ (СА). Для центрированных данных СА выполняется с целью вычисления спектральных мощностей всех гармоник. Из этого набора выбирается примерно 95% для запуска на следующую процедуру.

Выделение полигармонической структуры. С помощью процедуры «Пошаговая регрессия» или «Случайный поиск с адаптацией» для выбранного уровня значимости α ищется оптимальная по критерию $\min S$ (S – стандартная ошибка аппроксимации) полигармоническая структура, в

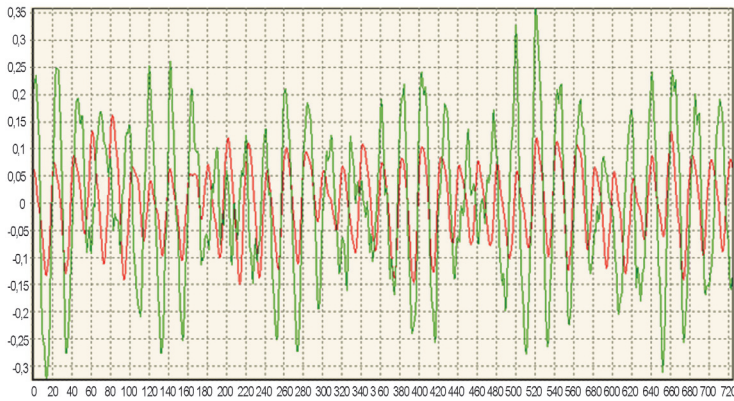


Рис. 1. Графики гармонической модели и исходных данных.

которой все гармоники статистически значимы и не коррелируют друг с другом. Численные эксперименты показали, что из ряда значений α (0.05, 0.1, 0.2, 0.3) в качестве оптимального можно предварительно использовать значение $\alpha=0.2$. В этом случае (показано ниже) график прогноза наиболее приближен к графику наблюдений.

По остаткам после центрирования методом пошаговой регрессии при $\alpha=0.2$ получена следующая полигармоническая структура, описывающая регулярную функцию $f(t)$ в общем выражении (1):

$$\begin{aligned}
 Y(t) = & 0,019268 * \sin((2 * \pi * t) / 10 + 55,963) + 0,0018832 * \\
 & \sin((2 * \pi * t) / 14 + 20,067) + 0,0015616 * \sin((2 * \pi * t) / 17 - \\
 & 44,325) + 0,010277 * \sin((2 * \pi * t) / 18 + 262,22) + 0,084241 * \\
 & \sin((2 * \pi * t) / 20 + 11,702) + 0,022923 * \sin((2 * \pi * t) / 23 + \\
 & 192,9) + 0,021983 * \sin((2 * \pi * t) / 29 + 136,6) + 0,014387 * \\
 & \sin((2 * \pi * t) / 30 + 154,1) + 0,0074437 * \sin((2 * \pi * t) / 44 + \\
 & 126,51) + 0,010269 * \sin((2 * \pi * t) / 59 + 124,46) + 0,0059078 * \\
 & \sin((2 * \pi * t) / 73 + 135,42) + 0,0070457 * \sin((2 * \pi * t) / 93 + \\
 & 132,05) + 0,014105 * \sin((2 * \pi * t) / 121 + 253,14) + \\
 & + 0,0076755 * \sin((2 * \pi * t) / 218 - 48,06). \quad (2)
 \end{aligned}$$

Для структуры (2) оценки точности аппроксимации и прогнозирования могут служить соответственно средние квадратические ошибки (СКО) $S=0.120$ и $S_{\Delta}=0.143$, где S_{Δ} определяется по 10%-ой от общего ряда наблюдений конечной части наблюдений.

На рисунке 1 представлены графики исходных данных и центрированных значений широты, вычисленных по формуле (2). По оси абсцисс откладывается время в виде номера наблюдений с дискретностью 0.05 года; по оси ординат – значение широты в долях градуса. Наглядно видно, что структура (2) удовлетворительно описывает периодические колебания на всем исследуемом промежутке. Но, остаются заметные расхождения, которые на следующем шаге мы попытаемся описать моделью АРСС.

Описание случайной функции с элементами регулярности. Воспользуемся моделью АРСС, которая для нашего случая будет иметь порядок (6,0) и следующий вид:

$$\begin{aligned}
 Y(t) = & 1,7295 * Y(t-1) - 1,3845 * Y(t-2) + 0,99176 * Y(t-3) - \\
 & 0,56227 * Y(t-4) + 0,31749 * Y(t-5) - 0,26747 * Y(t-6) + e(t). \quad (3)
 \end{aligned}$$

Значения СКО $S=0.020$ и $S_{\Delta}=0.053$ свидетельствуют о резком повышении как точности аппроксимации (в 7 раз), так и, самое главное, точности прогнозирования (в 3 раза).

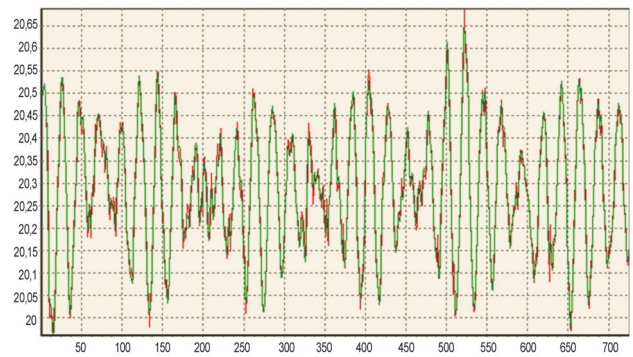


Рис. 2. Графики модели и исходных данных.

Комплексная модель. Оптимальная при заданных условиях АДР – модель включает среднее, полигармоническую структуру из 14 гармоник (2) и АРСС-структуру (3):

$$Y(t) = 20.28628 + (2) + (3) + e(t), \quad (4)$$

где $e(t)$ – желательное, «белый шум»; его свойства будут изучены чуть позже.

На рис. 2 представлены графики наблюдений и значений широты, полученных по модели (4). По оси абсцисс, как и на рис. 1, время, по оси ординат – значения широты.

Судя по графикам, применение АРСС – модели обеспечило практически идеальную аппроксимацию в принятом масштабе представления.

Оценка прогностических свойств модели. На рисунке 3 представлены графики, построенные для 10%-ого интервала прогнозирования по наблюдаемым значениям и значениям, вычисленным по модели (4).

Судя по графикам (Рис. 3), модель (4) обеспечивает хорошее совпадение прогноза и наблюдений на 5%-ом интервале от общей длины анализируемого ВР или на 2.1 года вперед. При включении в модель только двух основных гармоник график будет иметь вид, показанный на рис. 4.

Диагностика остатков. Представляет интерес рассмотреть свойства остатков $e(t)$, выявленные модулями

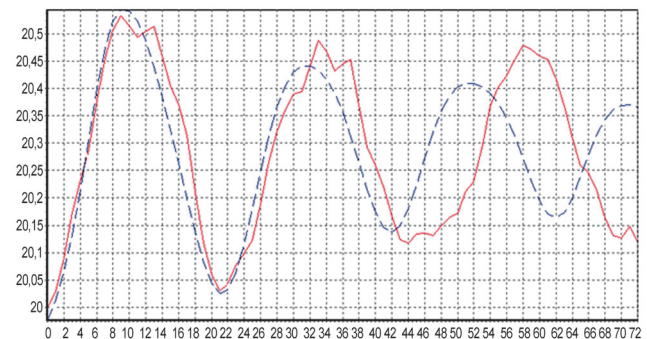


Рис. 3. График прогноза по комплексной модели (прерывистая линия) и наблюдаемых данных (сплошная линия).

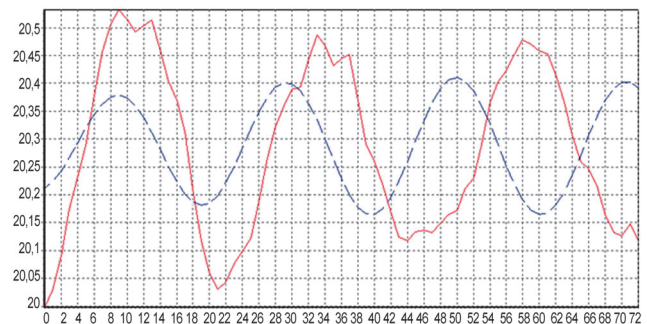


Рис. 4. Графики прогноза на 10% и исходных данных.

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКА, ОСВОЕНИЯ И ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ РЕПЕРА «ТУЛЬСКИЙ ИЗВЕСТНЯК» НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

В статье представлены основные результаты проведенных работ, дана геолого-промысловая характеристика, определены основные особенности поиска, освоения и пробной эксплуатации залежей нефти в карбонатных коллекторах репера «тульский известняк» на западном склоне ЮТС на примере Кузайкинского (ОАО «Татойлгаз») и Онбийского (ЗАО «Татех») месторождений.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, Кузайкинский месторождение, Онбийское месторождение, тульский репер, карбонатный коллектор.

На месторождениях, расположенных в тектоническом плане на западном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС) в пределах Акташско-Ново-Елховского (I-A-в) и Черемшано-Ямашинского (I-A-б) валав, перспективы нефтеносно-

сти пород-коллекторов тульских отложений являются наиболее высокими. Об этом свидетельствует открытие ряда залежей нефти в отложениях репера «тульский известняк» с промышленными запасами нефти на Кузайкинском,

Окончание статьи С.Г. Валеева, В.В. Лапаевой, М.В. Кутленкова, Ю.А. Нефедьева «Полигармоническая модель изменчивости географической широты»

библиотеки В2 пакета. По критерию χ^2 остатки признаны нормально распределенными; их математическое ожидание примерно равно нулю; фиксируется некоторое гетероскедастичность, но она порождается шестью аномальными точками в пределах до 7 сигма; критерий Дарбина-Уотсона равен 1.4, что приближенно означает отсутствие авторегрессии или независимость ошибок.

Анализ полигармонической структуры. Полученная модель (4) может рассматриваться как модель, обеспечивающая устойчивый прогноз значений широты на 2 года вперед при непрерывном обновлении ее коэффициентов. Однако остается открытым вопрос об устойчивости ее регулярной части, обеспечиваемой в основном полигармонической структурой; после выявления стабильных гармоник помимо двух основных необходимо дополнительно оценить их стационарность во времени.

Для анализа устойчивости полигармонической структуры ряд наблюдений был разделен на три примерно равные части; для каждой из них определялась при $\alpha=0.2$ оптимальная структура, включающая полигармонику. Общими для трех частей оказались гармоники с периодами (в единицах 0.05 года) 6-7, 10, 12, 13-14, 20, 24 или в долях года: 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 1.0, 1.2.

Заключение

Полученные результаты подтверждают перспективность применения для описания изменений широт так называемых адаптивных динамических регрессий, впервые предложенных в работе (Валеев, 2001) и развиваемых в настоящее время. Их достоинствами по сравнению с традиционными подходами к анализу временных рядов, в частности, к анализу изменчивости географической широты, являются: расширение представлений о структуре математической модели, описывающей динамику, выделение устойчивых во времени гармоник колебаний, по-

вышение точности прогнозирования изменений в несколько раз на некотором интервале времени вперед, что может иметь практические последствия.

Литература

- Валеев С.Г. Регрессионное моделирование при обработке наблюдений. 2-е изд. Казань: ФЭН. 2001. 296.
- Kuzin S.P., Tatevian S.K., Valeev S.G., Fashutdinova V.A. Studies of geocenter motion using 16-years DORIS data. *J. Advances in space research*. 46. 2010. 1292-1298.
- Соболев Г.А., Валеев С.Г., Фасхутдинова В.А. Мультигармоническая модель сейсмичности Камчатки. *Физика Земли*. №12. 2010. 3-18.
- Валеев С.Г., Кузин С.П., Татевян С.К., Фасхутдинова В.А. Статистическое моделирование временных рядов изменений координат геоцентра. *Геодезия и картография*. №10. 2010. 9-14.

S.G. Valeev, V.V. Lapaeva, M.V. Kutlenkov, Yu.A. Nefed'ev. **Polyharmonic model mutability of latitude.**

This article examines the use of adaptive dynamic regressions describing the change latitudes.

Key words: polyharmonic model, mutability of latitude, dynamic regressions.

Султан Галимзянович Валеев

Зав. кафедрой прикладной математики и информатики УлГТУ, д.ф.-м.н., профессор.

Ульяновск, ул. Северный венец, 32. Тел.: (8422) 43-91-18.

Кутленков Михаил Вячеславович, аспирант

Валентина Васильевна Лапаева, с.н.с.

Юрий Анатольевич Нефедьев, д.ф.-м.н., профессор, директор АОЭ.

Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта. Республика Татарстан, Зеленодольский р-он, ст. Обсерватория. АОЭ. Тел. (84371) 6-55-75.

Онбийском и других месторождениях (Рис. 1).

Как показал анализ уже выявленных залежей, поиск и разведку залежей нефти в отложениях «тульского репера» следует вести на площадях, участках, примыкающих к зонам с тектоническими нарушениями сплошности продуктивных пород (к тектонически-ослабленным зонам). В пределах Кузайкинского месторождения все выявленные участки с продуктивными отложениями в «тульском репере» согласно региональной структурно-тектонической схемы додевонских пород (Рис.1) примыкают к Кузайкинскому прогибу, в пределах Онбийского – к прогибу, сочлененному с Кузайкинским и прослеживаемому в пределах западной части месторождения (Валеев, 1971; Ларочкина, 2008). Перспективные зоны в отложениях репера «тульский известняк», в условиях, характерных для западного склона ЮТС, как правило, располагаются в пределах брахиантиклинальных поднятий, осложненных разрывными нарушениями, в большинстве случаев имеющих унаследованный характер с некоторыми смещениями их положения в структурных планах (Рис. 2а, б).

Кроме наличия благоприятных структурно-литологических и тектонических условий для формирования данных залежей должно отмечаться в разрезе скважин также наличие пласта-коллектора, обладающего кондиционными фильтрационно-емкостными свойствами, содержание в нем подвижного флюида с достаточным для разработки пластовым давлением, а также наличие надежной покрывки.

Выделение пласта-коллектора в «тульском репере» возможно по данным следующего комплекса ГИС: ДС, МКЗ, ПС, АК и ЯМК (Рис.3). Использование РК для оценки пористости ограничено на большинстве скважин малой толщиной пласта (0,8-1,0м), влиянием на показания радиоактивности контактирующих пород, отсутствием данных по изучению и установлению зависимостей между геофизи-

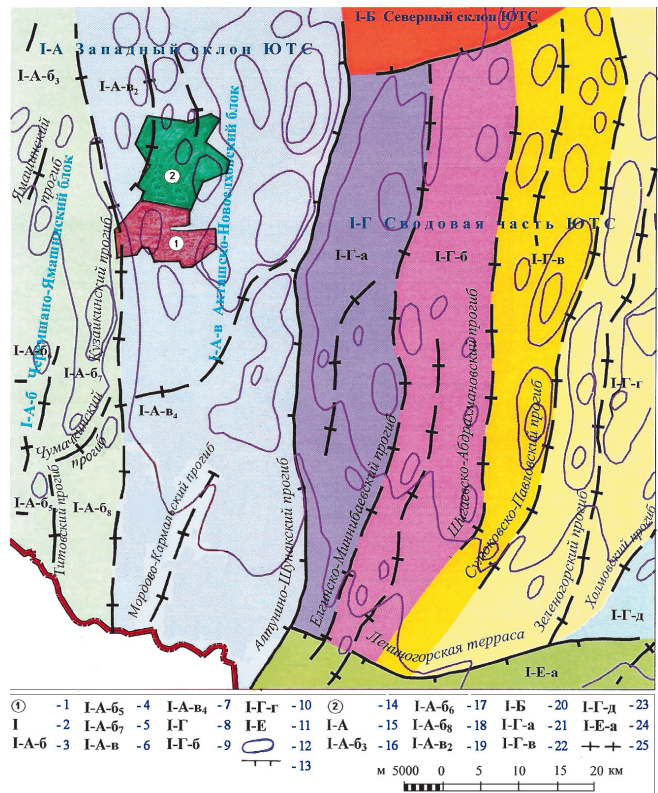


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема додевонских пород. 1 – Кузайкинское месторождение, 2 – Южно-Татарский свод (ЮТС), 3 – Черемшиано-Ямашинский блок, 4 – Черемшанская гряда, 5 – Беркет-Ключевская гряда, 6 – Акташко-Новоелховский блок, 7 – Ново-елховская гряда, 8 – Сводовая часть ЮТС, 9 – Чишминско-Южноромашинский блок, 10 – Сакловско-Зеленогорский блок, 11 – Южный, юго-восточный склоны ЮТС, 12 – изогипсы додевонской поверхности, 13 – граница частей тектонических элементов 1 порядка, 14 – Онбийское месторождение, 15 – Западный склон ЮТС, 16 – Тавельско-Прудковская гряда, 17 – Ашальчинская гряда, 18 – Чегодайская гряда, 19 – Макаровская гряда, 20 – Северный склон ЮТС, 21 – Миннибаевско-Алькеевский блок, 22 – Сулеево-Абдрахмановский блок, 23 – Азнаевско-Кармалинский блок, 24 – Коробовско-Крымсарайская гряда, 25 – зона грабенообразных прогибов.

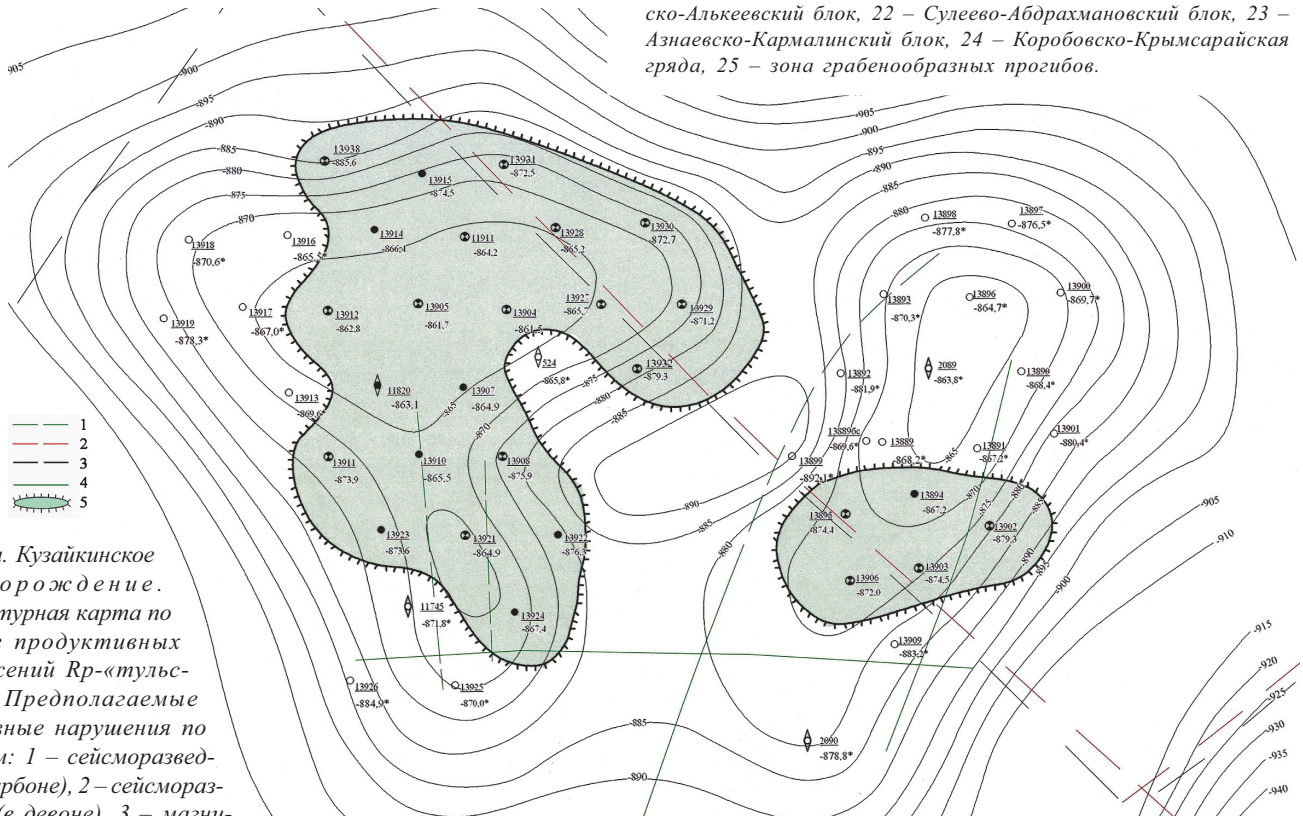


Рис. 2а. Кузайкинское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений Рр-«тульский». Предполагаемые разрывные нарушения по данным: 1 – сейсмозведки (в карбоне), 2 – сейсмозведки (в девоне), 3 – магнитозведки. 4 – выявленные разрывные нарушения по данным сейсмозведки (в карбоне), 5 – выявленные залежи нефти.

ческими (НГК, ГК, АК) и петрофизическими свойствами для пород-коллекторов «тульского репера». Определение нефтенасыщенности пласта возможно по данным ИК и БК с учетом пороговых значений сопротивления, характерных для водоносных и остаточно-нефтенасыщенных пород. Необходимо отметить, что не всегда возможно выделение пласта-коллектора в «тульском репере» по вышеперечисленному комплексу методов, часто приходится довольствоваться положительными показаниями только одного или двух из методов, к примеру, таких методов как ДС, МКЗ (при использовании для первичного вскрытия и записи окончательного каротажа буровых растворов на глинистой основе).

Несмотря на незначительную толщину, тульский карбонатный пласт (по данным анализа керна скважины №13938 Кузайкинского месторождения представлен известняками темно-серыми, с углистыми прожилками по горизонтальным слоям напластования с единичными крупными кавернами (3,0*2,0) и (2,0*2,0)см, с включениями сульфатов размером от 1,0*1,0см до 1,5*3,0см, неравномерным слабо-пятнистым характером насыщения нефтью; согласно описания керна поднятого со скважины №11160 Онбийского месторождения представлен доломитами неравномерно-зернистыми (размер зерен от 0,1 до 0,5мм), с крайне неравномерным присутствием в порах битума в виде сгустков, пористость в породе распределена неравномерно и составляет около 10%, наличие очер-

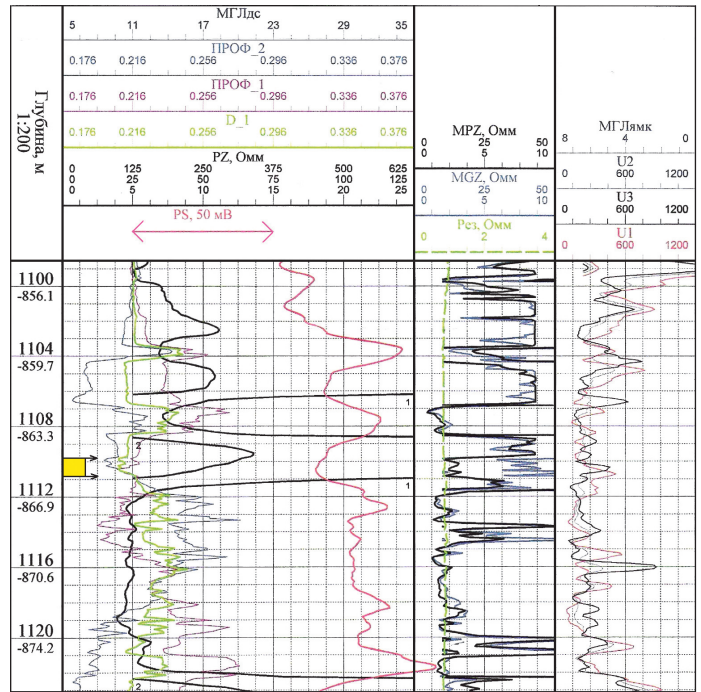


Рис. 3. Стандартный каротаж, ЯМК по скв. №13907 Кузайкинского месторождения.

тания раковины фузулиды в шлифе указывает на первично органический генезис породы, являющейся изначально органическим известняком) характеризуется дос-

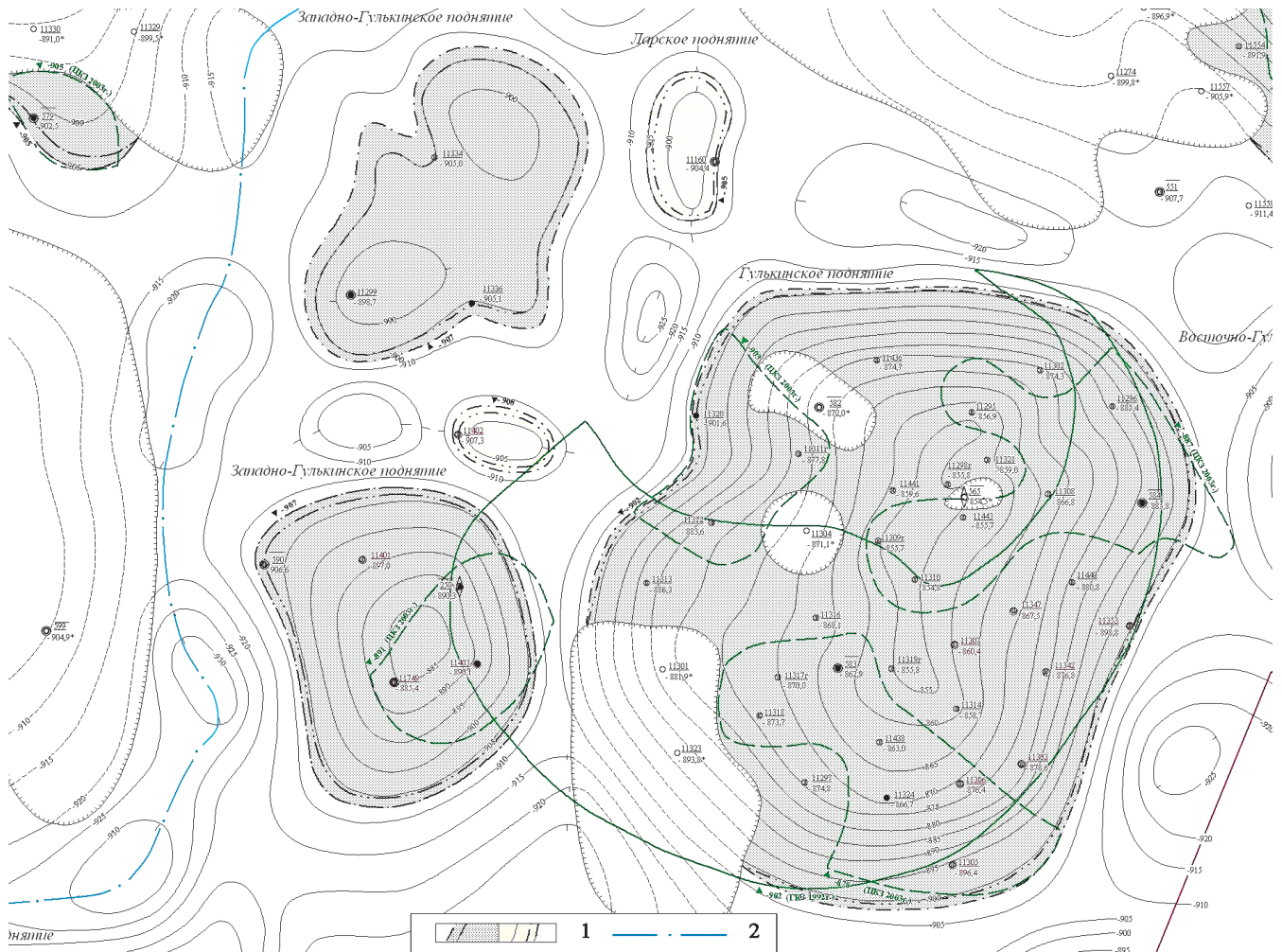
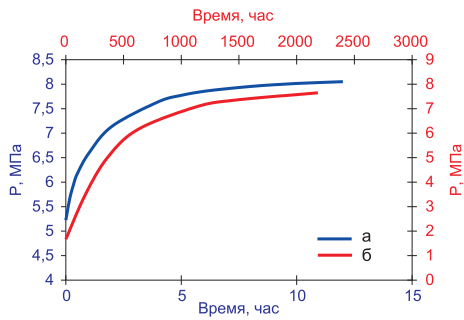


Рис. 2б. Онбийское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений Рр-«тульский». 1 – выявленные залежи нефти (кат. С1/С2), 2 – ось прогиба.

Рис. 4. Кузайкинское месторождение. Графики КВД по скв.: а – № 13915 (тульский репер), б – № 13896 (турнейский ярус).



таточно высокой продуктивностью. Сравнительные геолого-физические и эксплуатационные характеристики пород-коллекторов «тульского репера» и турнейского яруса рассматриваемых месторождений представлены в табл. 1.

По наблюдениям поведения КВД, снятых при разработке турнейского и тульского объектов, можно отметить общее их сходство, что может быть связано со сходством типа строения данных пород-коллекторов (Рис.4).

Проведение сравнительного анализа физико-химических свойств и состава нефти и растворенного газа тульского объекта с другими объектами, позволило выявить их сходство с продукцией турнейского объекта (Табл.2). Однако, кроме имеющегося сходства, отмечаются некоторые отличия по содержанию растворенного газа, вязкости в пластовых и поверхностных условиях, плотности пластовой и сепарированной нефти, объемному коэффициенту и давлению насыщения. Химический анализ пластовой воды из-за низкого ее содержания в добываемой продукции произведен только по скважине №11361 Онбийского месторождения. Используя результаты анализа можно отметить, что по содержанию анионов и катионов пластовая вода, заключенная в породах-коллекторах «тульского репера», также имеет сходство с составом пластовых вод пород-коллекторов турнейского яруса.

В связи с содержанием более подвижной нефти в тульском объекте, и их сходства по составу и физико-химическим свойствам нефти, растворенного газа и пластовой воды с продукцией турнейского объекта, можно сделать предположение о наличии в период тектонической активности гидродинамической связи, вертикальной миграции в зонах с разрывными нарушениями, и скопления нефти в структурно-литологических ловушках данного возраста. Механизмы и причины формирования вторичных доломитов в породах-коллекторах «тульского репера» с аномальной для всей толщи продуктивного карбона Татарстана структурой и пористостью, а также их связь с процессом нефтенакпления освещаются в совместной научной работе АО «Татнефть» и Казанского государственного университета (Ахметов и др., 2000).

Эксплуатационные характеристики пласта определялись после проведения глинокислотной обработки призабойной зоны (средний расход – 3м³ на одну скважину). Эксплуатация без проведения ОПЗ в скважине №11820 Кузайкинского месторождения, несмотря на полученный хороший начальный приток нефти, в течение непродолжительного времени привела к резкому снижению дебита и забойного давления, в результате появилась необходимость в обработке. После обработки дебит нефти и забойное давление в скважине №11820 восстановлены до начальных значений, и дальнейшая эксплуатация приняла устойчивый характер. Данный наработанный опыт использован при освоении последующих скважин.

Несмотря на имеющееся предположение о существовании гидродинамической связи в тектонически-ослабленных зонах между турнейским и тульским объектами для эксплуатации скважин наряду с раздельной использовалась схема одновременно-раздельной добычи. Данная схема на большинстве скважин успешно реализована. Однако необходимо отметить, что на немногочисленном ряде скважин при производстве работ по приобщению наблюдалось по данным измерений глубинным манометром появление гидродинамического сообщения между пластами за эксплуатационной колонной. Появление движения жидкости за эксплуатационной колонной обнаруживалось в условиях шадящего режима вскрытия пласта (производ-

Параметры	Продуктивные пласты			
	Кузайкинское месторождение (Кузайкинское поднятие)		Онбийское месторождение	
	Тульский (Rp)	Турнейский	Тульский (Rp)	Турнейский (кизеловский +унино-малевский)
Средняя глубина залегания кровли, абс.м.	-871,9	-876,2	-877,1	-911,0
Средняя глубина залегания залежи, м.	1072,5	1082,2	1107,0	1127,0
Диапазон изменения дебита нефти, т/сут	2,1-5,9	1,3 - 6,3	3,6-8,6	0,6-14,2
Средний дебит нефти, т/сут.	4,1	3,7	4,0	2,7
Среднее забойное давление, МПа	5,13	3,33	4,5	3,3
Среднее пластовое давление, МПа	8,09	9,05	10,5	11,0
Диапазон изменения коэффициента продуктивности, м ³ /сут*атм	0,108-0,243	0,027-0,295	0,06-1,08	0,010 - 2,412
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут*атм	0,165	0,074	0,35	0,347
Литологический состав пород-коллекторов	известняки с включением сульфатов	известняки	доломиты	известняки
Тип залежи	пластово-сводовый, структурно-литологический	массивный	пластово-сводовый структурно-литологический	массивный
Тип коллектора	порово-трещинный	порово-трещинный	порово-трещинный	порово-трещинный, кавернозно-трещиноватый
Характер нефтенасыщения образцов керн	пятнисто-полосчатый, неравномерно-нефтенасыщенный	равномерно нефтенасыщенный	неравномерно-нефтенасыщенный	равномерно нефтенасыщенный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	2050	5935,813	10981	38368
Колебание суммарной нефтенасыщенной толщины, м.	0,6-1,3	5,0-20,4	0,8-2,4	1,0-59,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м.	0,7	6,6	1,3	20,5
Пористость, %	13	11	13	11,07
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,67	0,75	0,77	0,655
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	308	5,77	333	14
Абсолютная отметка ВНК, м.	не опр.	-910,0	(от -904,7м до -877,2м) предпол.	(от -915,0м до -925м) утверж.

Табл.1. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов нижнего карбона.

Параметры	Продуктивные пласты			
	Кузайкинское месторождение (Кузайкинское поднятие)		Онбийское месторождение	
	Тулский (Рр)	Турнейский	Тулский (Рр)	Турнейский (киселовский +унино-малевский)
Температура застывания нефти, °С	не опр.	ниже 18	не опр.	ниже -18
Температура плавления парафина, °С	не опр.	50,5	не опр.	не опр.
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	29	45,65	18,6	30,15
Средняя вязкость нефти в поверх. условиях 20 °С, мкМ ² /с	70,4	207,92	44,18	61
Средняя вязкость нефти при температуре опыта 50 °С, мкМ ² /с	не опр.	48,88	не опр.	44,4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,886	0,887	0,857	880,2
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,905	0,910	0,906	912,3
Объемный коэффициент нефти, доли йод.	1,044	1,038	1,0753	1,0491
Содержание серы в нефти, % масс.	3,29	3,69	2,67	2,5
Содержание парафина в нефти, % масс.	2,38	3,03	3,05	3
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	5,77	7,12	3,45	6,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,06	1,9	4,5	4,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	16,15	9,5	22,6	16,6
Состав газа, %				
Содержание сероводорода, %	0,08	0,26	0,12	0,22
СО ₂	5,889	5,32	4,48	3,57
Азот	10,408	15,96	13,87	18,14
Метан	29,74	27,83	19,8	24,99
Этан	10,318	22,4	10,3	17,11
Пропан	20,668	15,88	12,7	21,19
Бутаны (изобутан/норм)	5,0 / 10,230	3,28 / 5,05	2,7	4,06
Пентаны (изопентан/норм)	4,442 / 2,213	2,06 / 0,96	2,1	2,23
Гексаны	1,001	0,92	1,54	0,72
Сжимаемость нефти, 10 ⁻⁴ Мпа ⁻¹	6,3	5,90	6,12	7,69
Фракционный состав (мл), % объем.				
Начало кипения, °С	74	78	50	56,4
100, °С	2,4	4,4	6	4,8
150, °С	9,7	13	12	7,9
200, °С	17,6	16	17	15,8
300, °С	43,5	39	47	38,6

Табл.2. Физико-химические свойства и состав нефти продуктивных пластов нижнего карбона.

ства сверлящей перфорации, кислотной обработки пласта при низких репрессивных режимах (давление закачки не превышало 20атм.), сокращения длительности воздействия и реагирования кислоты с породой до двух часов и принятия других мер) в скважинах, имеющих хорошее сцепление цементного камня с эксплуатационной колонной и породой, а также в скважинах, имеющих небольшой угол наклона. В таких скважинах в связи с незначительными отличиями объектов по притоку жидкости, текущему энергетическому состоянию и обводненности продукции в процессе совместной эксплуатации отрицательного взаимовлияния не отмечено, а прирост дебита соизмерим с приростом дебита скважин, на которых осуществляется одновременно-раздельная эксплуатация.

Значение нетрадиционных пород-коллекторов при высокой истощенности запасов нефти основных горизонтов с каждым годом возрастает. Интервалы, представленные нетрадиционными коллекторами, слабо изучены и в свя-

зи с этим требуют к себе особого внимания геологов. Для возможности выделения перспективных интервалов требуется внедрение нестандартных геофизических комплексов исследований скважин, ориентированных на решение конкретных геологических задач, отбор и анализ керн для проведения петрофизических исследований, а также изучение опыта работы научно-исследовательских, геофизических и нефтедобывающих организаций с нетрадиционным геологическим разрезом. Авторы статьи надеются, что представленная информация вызовет к себе геолого-промышленный интерес и приведет в конечном итоге к открытию новых залежей в породах-коллекторах «тульского репера».

Литература

Ахметов Н.З., Бахтин А.И., Васильева Т.Л., Королев Э.А., Кринари Г.А., Морозов В.П., Пикалев С.Н., Сафин А.Х. Высокопористые доломиты-коллектора нефти тульского горизонта продуктивного карбона Татарстана: специфика локализации и механизмы формирования. Казань: Изд-во КФУ. 2000.

Валеев Р.Н. Критическая плотность дизъюнктивных нарушений фундамента Волго-Камского края. Новые данные о геологии и нефтеносности Волго-Камского края. *Труды геол. ин-та*. Казань. Вып. 30. 1971. 99-104.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: «ПФ «ГАРТ». 2008.

R.S. Khisamov, R.B. Davletshin, R.R. Minebaev. **Features of research, development and test exploitation of oil deposits in the carbonate reservoirs on the South-Tatarstan arch west slope.**

Basic results of geological actions are presented, geological-field description is shown, fundamental features of research, development and test exploitation of oil deposits in the carbonate reservoirs on the South-Tatarstan arch west slope on example of Kusaikino and Onbiiskii oil fields are described.

Key words: South-Tatarstan arch, Kusaikino oil field, Onbiiskii oil field, carbonate reservoir.

Раис Салихович Хисамов

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.г.-м.н, профессор, академик РАЕН.

423450, Россия, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553)-307-117, Факс: (88553)-307-485.

Радик Вилюрикович Давлетшин

главный геолог ОАО «Татойлгаз». Научные интересы: нефтепромысловая геология и разработка.

423464, РТ, г.Альметьевск, ул.Тухватуллина, 2а. Тел.: (8553)314-107.

Ризит Раисович Минебаев

главный геолог ЗАО «Татех». Научные интересы: разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.

423450, РТ, г.Альметьевск, ул.Маяковского, 116. Тел.: (8553)397-041.

УДК: 532.685; 553.98

*Н.В. Нефёдов¹, М.Ю. Гарнышев², А.Г. Егоров², А.В. Калмыков^{2,3}, А.Б. Мазо²**¹ОАО «РИТЭК» НГДУ «ТатРИТЭКнефть», Нурлат, fax@tatritek.ru**²Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, amazo@ksu.ru**³ООО «НПП «Чёрный ключ», Казань, blackey@inbox.ru*

МОНИТОРИНГ ТУРНЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ МЕЛЬНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СРЕДСТВАМИ ПЬЕЗОМЕТРИИ И ФИЛЬТРАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В статье рассмотрен способ оценки эффективности системы заводнения массивной залежи карбонатного типа, основанный на ее пьезометрии и фильтрационном моделировании. Предложена нетрадиционная модель двухфазной фильтрации, учитывающая сброс воды из пласта через трещиноватую подошву. Изложенный материал стимулирует дальнейшее развитие теории и практики нестационарного заводнения.

Ключевые слова: пьезометрия скважин, фильтрационное моделирование, нестационарное заводнение массивной залежи.

1. Введение

Заводнение как средство управления разработкой нефтяных месторождений широко применяется для пластово-сводовых залежей (Муслимов, 2002). В ряде случаев этот метод применяется и для карбонатных залежей массивного типа с высокой вязкостью насыщающего флюида. Целью заводнения резервуаров такого типа является поддержание пластового давления (ППД).

Успешное решение этой задачи в промышленной практике осложняется тем, что строение массивных залежей и малая подвижность высоковязкой нефти провоцируют сток внедряемого агента в подстилающую пласт водоносную часть геологической структуры. Выбор эффективного режима заводнения, обеспечивающего ППД, требует глубокого понимания происходящих в пласте гидродинамических процессов, что невозможно без комплексного подхода к мониторингу месторождения в процессе его разработки.

В данной статье предлагается подход, сочетающий пьезометрические наблюдения на опорных скважинах и расчет полей давления, насыщенности и скорости фильтрации двухфазного флюида с помощью фильтрационной модели, применяемый для оценки эффективности заводнения на примере турнейской залежи Рыбного поднятия Мельниковского месторождения (Рис. 1).

2. История разработки залежи и пьезометрия скважин

Отложения турнейского яруса представлены кизеловским, черепетским, упинским и малевским горизонтами при следующих средних геолого-физических характеристиках: общая толщина 31 м; эффективная нефтенасыщенная толщина 15 м; нефтенасыщенность 68 %; пористость 11 %; проницаемость 0.1 мкм²; вязкость флюида 85 мПа·с. При этом скважинами вскрыты два верхних (кизеловский и черепетский) горизонта, гидродинамически связанных между собой.

К разработке залежи приступили в 2004 – 2005 гг. вводом скважин №№2505, 2506, 2507, 2508, 2509, 2510 в эксплуатацию. В июле 2006 года на поднятии организована

внутриконтурная система заводнения путем перевода скважины №2508 под нагнетание вытесняющего агента.

В процессе разработки дебиты добывающих скважин варьировались в пределах 5÷14 м³/сут при обводненности продукции не более 5 %. Приемистость нагнетательной скважины №2508 составляла 80÷100 м³/сут при давлении на забое порядка 15 МПа. При этом согласно промыслово-геофизическим исследованиям колонна скважины герметична, а весь внедряемый агент (сточная вода плотностью 1.16·10³ кг/м³) неравномерно поступает в открытую часть ствола. Однако, несмотря на адресность закачки, ее явного влияния на режимы работ добывающих скважин не последовало.

Для оценки эффективности системы ППД в 2007 году на поднятии начаты работы по мониторингу залежи средствами пьезометрии и фильтрационного моделирования.

Пьезометрические наблюдения организованы на трех скважинах №№2505, 2508, 2509 (опорные скважины) путем внедрения дистанционных манометров на забой и передачи информации по кабельной линии на устьевой микроконтроллер. Измерительные средства обладают разрешающей способностью 10⁻⁴ МПа, с пределами основной приведенной погрешности ±0.25 % и позволяют вести пьезометрический мониторинг с интервалом дискретизации между замерами от 1 мин.

3. Фильтрационная модель и ее адаптация

Рассматриваемый резервуар неоднороден по вертикали. Статистическая обработка кернового материала показала, что распределение проницаемости по толщине подчиняется логнормальному закону со средней проницаемостью $\langle k \rangle = 0.11$ мкм² и среднеквадратичным отклонением $\sigma = 1.92$. При этом 95 % границы нормального отклонения определяют отношение максимальной и минимальной проницаемости величиной $\exp(3.92\sigma) \approx 2 \cdot 10^3$.

Среднее значение $\langle k \rangle$ задает проницаемость пласта в горизонтальном направлении, а величина $\langle k^1 \rangle^{-1}$ – его проницаемость по вертикали. Их отношение составляет

$$\langle k \rangle / \langle k^1 \rangle^{-1} = \exp(\sigma^2) \approx 40.$$

Для оценки возможности применения упрощенной

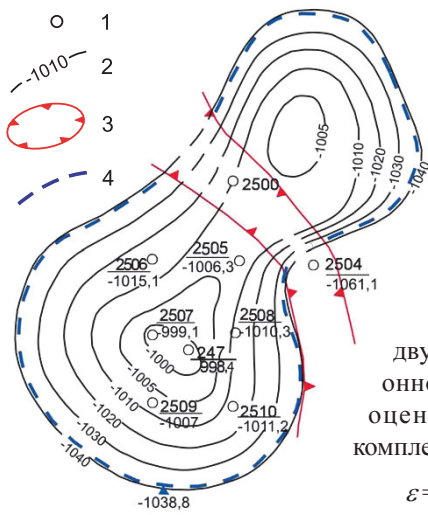


Рис. 1. Структурная карта по кровле C_{II} . 1 – Номер скважины/Абсолютная отметка кровли, 2 – Изогипсы кровли, 3 – Зона развития вреза, 4 – Контур нефтеносности.

двумерной фильтрационной модели объекта оценим безразмерный комплекс

$$\varepsilon = \langle k \rangle H^2 / \langle k^{-1} \rangle^{-1} L^2,$$

где L – характерное расстояние между скважинами, H – средняя толщина пласта. Принимая $L=400$ м, $H=30$ м, получаем $\varepsilon=0.22$. Малость параметра ε позволяет пренебречь вертикальными фильтрационными потоками и использовать осредненные по мощности уравнения двухфазной фильтрации.

Заметим, что этот вывод сделан без учета реальной трещиноватости рассматриваемой залежи. Очевидно, что наличие вертикальных трещин снизит различие между $\langle k \rangle$ и $\langle k^{-1} \rangle^{-1}$, уменьшит значение ε вследствие чего осредненная модель будет тем более применима. Более того, при рассмотрении медленных, квазистационарных процессов изменения давления в резервуаре можно пренебречь быстрыми процессами массообмена между блоками и трещинами. Это приводит к гомогенной модели равно пригодной для трещиновато-порового либо порового коллектора (Баренблатт и др., 1984). Основным параметр этой модели – проницаемость – в обоих случаях является адапционным.

Уравнение для давления $p(x, y, t)$ в пласте, вскрытом системой N_w вертикальных скважин с дебитами $q_k(t)$, $k = 1.. N_w$ имеет вид (Азиз и др., 1982; Баренблатт и др., 1984)

$$\beta H \frac{\partial p}{\partial t} + \text{div } H \vec{v} - V_b = \sum_{k=1}^{N_w} \delta(x - x_k) \delta(y - y_k) q_k,$$

$$\vec{v} = -\sigma(s) \nabla p, \quad \sigma = \frac{k}{\mu}, \quad \frac{1}{\mu} = \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_o}{\mu_o}, \quad (1)$$

где β – упругость; k – абсолютная проницаемость пласта; μ_o, μ_w – вязкости нефти и воды; $k_o(s), k_w(s)$ – относительными фазовые проницаемости фаз; \vec{v} – скорость фильтрации флюида; а $s \in [0, 1]$ – приведенная водонасыщенность, удовлетворяющая уравнению баланса воды

$$mH \frac{\partial s}{\partial t} + \text{div } (Hf(s) \vec{v}) - V_b = \sum_{k=1}^{N_w} \delta(x - x_k) \delta(y - y_k) f(s) q_k(t);$$

$$f(s) = \frac{k_w(s)}{k_w(s) + K_{\mu} k_o(s)}, \quad K_{\mu} = \frac{\mu_w}{\mu_o}. \quad (2)$$

Здесь $f(s)$ – доля воды в суммарном потоке (функция

Бакляя-Левретта); m – пористость; скважины представлены точечными источниками (стоками) интенсивности $q_k(t)$, их положение (x_k, y_k) в плане задается с помощью δ – функции Дирака.

Модель (1), (2) отличается от традиционных уравнений двухфазной фильтрации наличием скорости V_b , моделирующей сброс воды из пласта через трещиноватую подошву в подстилающий водоносный коллектор. Данная модификация фильтрационной модели была введена после многочисленных неудачных попыток воспроизвести историю разработки месторождения, применяя лишь обычные приёмы адаптации – изменение параметров призабойной зоны скважин (Каневская, 2003).

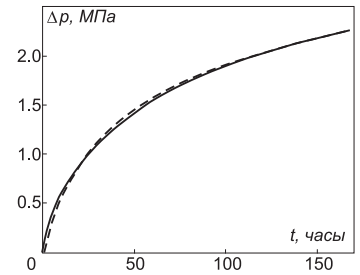
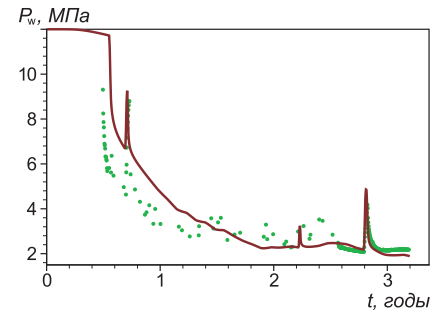


Рис. 2. Экспериментальная (сплошная линия) и теоретическая (пунктир) КВД (для проницаемости 0.13 мкм²) на примере скважины 2505.

Рис. 3. Воспроизведение истории разработки на примере скважины 2505 по фильтрационной модели (сплошная линия) в сравнении с данными пьезометрии (точки).



Подошва имеет толщину H_b , давление на ее нижней границе считается постоянным и равно гидростатическому $p_{\Gamma}=12$ МПа. Предполагается, что подошва пронизана сетью (вертикальных) трещин, которые способны смыкаться и размыкаться при некотором критическом давлении $p_* > p_{\Gamma}$. В обычных условиях, когда $p < p_*$, трещины сомкнуты, и подошва непроницаема для жидкости. Если же в результате закачки воды в скважину давление p превысит p_* , трещины начнут раскрываться, и эффективная проницаемость подошвы станет равной $k_b > 0$. Это вызовет фильтрационный сток воды из пласта через подошву со скоростью

$$V_b = -\frac{k_b}{\mu_w} \frac{p - p_{\Gamma}}{H_b} h(p - p_*) h(s). \quad (3)$$

Функция Хевисайда h в формуле (3) показывает, что сток воды под залежь имеет место лишь при условии, что во флюиде над подошвой есть вода ($s > 0$), а давление выше критического ($p > p_*$). Экспериментальная оценка отношения k_b/H_b в принципе возможна, однако в типичных условиях недостатка информации представля-

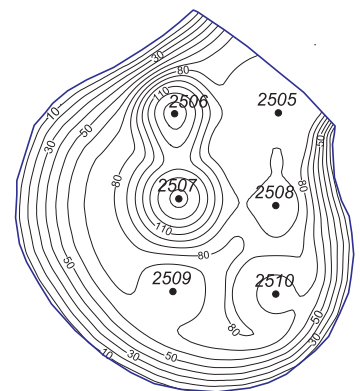


Рис. 4. Поле абсолютной проницаемости пласта (10^{-3} мкм²).

ется целесообразным считать его идентификационным параметром модели. Что касается критического давления раскрытия трещин p_* , то для его оценки можно воспользоваться формулой А.Н. Динника $p_* = \lambda p_z$, связывающей боковое давление в блоках p_b с вертикальной нагрузкой $p_H = \rho_{II} g Z$ горных пород на глубине залегания Z . Коэффициент бокового распора λ выражается через коэффициент Пуассона μ по формуле $\lambda = \mu / (1 - \mu)$ (Попов и др., 2005). Полагая $p_* = p_b = \lambda \rho_{II} g Z$, и сравнивая его с гидростатическим давлением воды $p_r = \rho_w g Z$, получаем $p_* / p_r = \lambda (\rho_{II} / \rho_w)$, или

$$p_* = p_r \frac{\mu}{1 - \mu} \frac{\rho_{II}}{\rho_w} \quad (4)$$

По данным (Ржевский и др., 1984) плотность горных пород лежит в диапазоне $\rho_{II} = 2.55 \cdot 10^3 \div 2.75 \cdot 10^3$ кг/м³, а коэффициент Пуассона равен $\mu = 0.2 \div 0.4$. Для средних значе-

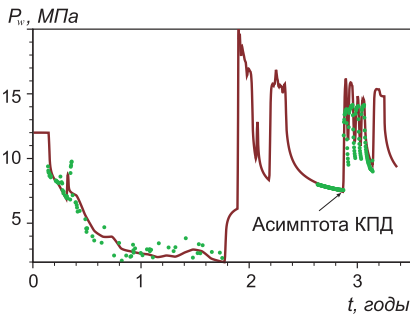


Рис. 5. Сравнение расчета (сплошная линия) и замеров (точки) забойного давления скважины 2508.

ний $\rho_{II} = 2.6 \cdot 10^3$ кг/м³, $\mu = 0.3$ из (4) получаем $p_* \approx 1.1 p_r$, что при $p_r = 12$ МПа дает критическое давление раскрытия трещин подошвы на уровне $p_* \approx 13.3$ МПа. При адаптации модели этот параметр будет уточнен.

В качестве граничных условий по давлению задавались $p = p_r$ на контуре нефтеносности и $v_n = 0$ на врезе (Рис. 1); значение водонасыщенности $s = 1$ задавалось на входных участках границы.

Для численного решения задачи (1)-(3), (4) применялась комбинация метода конечных элементов (неявная схема расчета давления) и конечных объемов (явная противопотоковая схема расчета водонасыщенности (Чекалин, 1982)) на треугольной неструктурированной сетке. Для обеспечения корректности расчета давления в окрестности точек-скважин применялся мультипликативный метод вы-

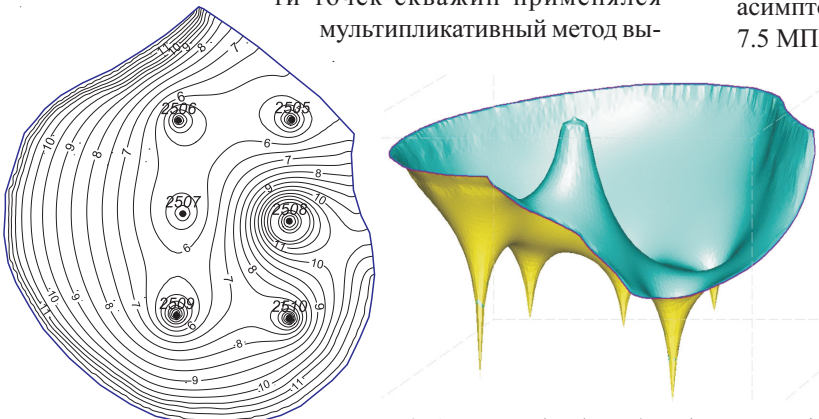


Рис. 6. Карта изобар (слева) и объемное представление поля давления по состоянию на январь 2008 г.

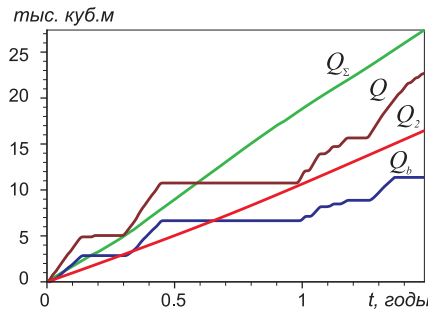


Рис. 7. Накопленные добыча Q_s , закачка воды в скважину Q , приток из-за контура Q_2 и потери через трещиноватую подошву Q_b

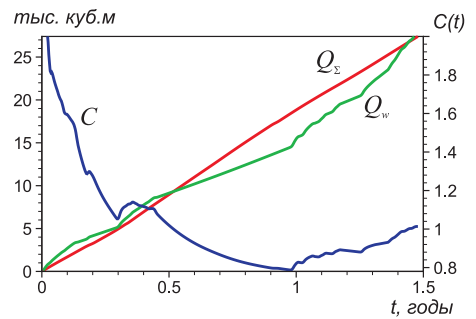


Рис. 8. Суммарный отбор жидкости Q_s , полный приток воды Q_w (шкала слева) и коэффициент компенсации C (шкала справа).

деления особенности (Чекалин и др., 2009).

Адаптация модели состояла в определении фильтрационных параметров основного коллектора и подошвы пласта и проводилась в три этапа (Каневская, 2003). На первом, предварительном этапе определялись значения гидропроводности kH/μ в окрестности опорных скважин на основе кривых восстановления забойного давления, полученных с помощью дистанционных манометров. Удовлетворительное качество адаптации для скважины №2505 иллюстрирует рис. 2. Для оценки проницаемости k значения H задавались на основе геофизических данных, а μ считалась равной вязкости нефти. Найденные значения k в окрестности скважин интерполировались для восстановления поля проницаемости $k(x, y)$ во всей расчетной области.

На втором этапе адаптации модели это поле корректировалось так, чтобы результаты расчета (в частности, давления на забоях скважин) согласовывались с историей разработки месторождения до перевода скважины №2508 в июле 2006 г. под нагнетание. Итог этого этапа адаптации представлен на рис. 3 для скважины 2505 и оценивается как вполне удовлетворительный. Аналогичные результаты получены для других скважин; поле абсолютной проницаемости $k(x, y)$ представлено на рис. 4.

На третьем этапе адаптации математической модели подбирались фильтрационные параметры $k_b / (\mu_w H_b)$, p_* подошвы пласта, определяющие согласно (3), (4) скорость V_b стока части нагнетаемой через скважину 2508 воды под залежь. Сама необходимость моделировать сток через подошву вызвана тем, что при $V_b = 0$ расчетное поле давления принципиально не согласуется с данными пьезометрии. Так, расчетное давление в межскважинном пространстве оказывается равным 9.2 МПа, тогда как измеренная асимптота кривой падения давления (КВД) не превышает 7.5 МПа (Рис. 5). Кроме того, в этом случае теоретическая кривая забойного давления на нагнетательной скважине в период циклической закачки (сентябрь – ноябрь 2008 г.) лежит выше экспериментальной в среднем на 2 МПа.

Если же принять описанный выше механизм раскрытия/смыкания трещин с параметрами $k_b = 3 \cdot 10^{-4}$ мкм², $H_b = 3$ м, $p_* = 12.5$ МПа, удастся добиться удовлетворительного согласования расчетов с экспериментом не только по забойному давлению на нагнетательной скважине 2508 (Рис. 5), но и по давлению на добывающих скважинах, а также в межскважинном пространстве пласта (Рис. 6).

4. Эффективность заводнения

Ниже приводятся основные интегральные характеристики разработки залежи, подсчитываемые по найденному решению фильтрационной модели.

Отбор жидкости из залежи (по «накопленной схеме») можно вычислить как сумму

$$Q_{\Sigma}(t) = - \sum_{k=1}^{N_w} \int_0^t q_k(\tau) h(-q_k) d\tau, \quad (5)$$

где за $t = 0$ принят момент времени перевода скважины 2508 под нагнетание (июль 2006 г.); h – функция Хевисайда; дебит q_k добывающей скважины считается отрицательным.

После перевода скважины № 2508 под нагнетание замещение нефти водой и ППД обеспечивается двумя механизмами.

1) Закачка агента в пласт через нагнетательную скважину

$$Q_1(t) = Q - Q_b, \quad Q(t) = \int_0^t q(\tau) d\tau, \\ Q_b(t) = \int_0^t \int_D V_b h(V_b) dx dy d\tau, \quad (6)$$

где $q(t) \geq 0$ – её дебит, $Q(t)$ – объем закачанной за время t воды; $Q_b(t)$ – объем воды, ушедшей под залежь.

2) Естественный баланс воды на контуре

$$Q_2(t) = - \int_0^t \int_{\Gamma} v_n H d\Gamma d\tau, \quad v_n = - \sigma \frac{\partial p}{\partial n}, \quad (7)$$

где n – внешняя к границе Γ нормаль. Заметим, что скорость v_n на отдельных участках контура нефтеносности может иметь разные знаки.

Общий коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой и законтурной водой равен $C(t) = Q_w / Q_{\Sigma}$, $Q_w = Q_1 + Q_2$.

Для оценки эффективности закачки вытесняющего агента в скважину 2508 были произведены модельные расчеты, воспроизводящие историю разработки. На рисунке 7 приведены графики функций $Q_{\Sigma}(t)$, $Q(t)$, $Q_2(t)$ и $Q_b(t)$ за период с июля 2006 г. по декабрь 2007 г, вычисленные по результатам расчетов и формулам (5)-(7). Видно, что производительный объем закачки $Q_1 = Q - Q_b$ составляет около 38 % от общего объема Q .

Компенсацию отбора жидкости закачкой и законтурной водой иллюстрирует рисунок 8.

Специальные расчеты были сделаны и для сравнения стационарного и циклического режимов заводнения в течение трех лет после перевода скважины 2508 под нагнетание. Дебиты добывающих скважин в вычислительном эксперименте были зафиксированы на уровне, достигнутом на июль 2006 года. Нагнетательная скважина 2508 в стационарном режиме обеспечивала закачку 100 м³/сут, а в циклическом – тот же объём, но с интервалом заводнения в 1 месяц. Основные результаты расчета сведены в таблицу. Видно, что производительность закачки в циклическом ре-

Режим заводнения	C	Q, тыс. м ³	Q _b , тыс. м ³	$\frac{1-Q_b}{Q}$
Стационарный	1.1	111.0	83.7	0.25
Циклический	1.0	55.5	33.0	0.40

Табл. Сравнение характеристик стационарного и циклического режимов заводнения.

фициенты компенсации C в обоих случаях близки к единице, хотя объём Q внедряемого агента в периодическом режиме вдвое меньше. Забойное давление на добывающих скважинах различается не значительно.

5. Заключение

Комплексный мониторинг турнейской залежи Рыбно-го поднятия Мельниковского месторождения, основанный на непрерывной пьезометрии сети опорных скважин и применении фильтрационной модели, позволяет адекватно оценивать энергетическое состояние залежи, оценивать эффективность различных ГТМ, проводимых на скважинах и прогнозировать их последствия. В частности, оказалось, что циклический режим заводнения для ППД при наличии частичного стока внедряемого агента под залежь является экономически более выгодным, чем непрерывная закачка. Этот факт стимулирует дальнейшее развитие теории и практики нестационарного заводнения для ППД, которое до сих пор использовалось, главным образом, для продления безводного режима работы добывающих скважин (Чекалин и др., 2009).

Следует отметить, что построенная система мониторинга должна непрерывно сопровождать эксплуатацию залежи, обеспечивая поток экспериментальной информации с опорных скважин к фильтрационной модели резервуара. Это позволит оперативно реагировать на изменения режимных и фильтрационных показателей разработки, дополняя по мере необходимости математическую модель новыми механизмами фильтрации и адаптируя ее по новым данным пьезометрии.

Литература

Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. 1982. 408.
 Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в пористых пластах. М.: Недра. 1984. 208.
 Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных технологий. 2003. 128.
 Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2002. 596.
 Попов А.И., Головкина Н.Н., Исмаков Р.А. Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным. *Нефтегазовое дело*. 2005. www.ogbus.ru
 Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. М.: Недра. 1984. 359.
 Чекалин А.Н. Численные решения задач фильтрации в водо-нефтяных пластах. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1982. 208.
 Чекалин А.Н., Конохов В.М., Костерин А.В. Двухфазная многокомпонентная фильтрация в пластах сложной структуры. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2009. 180.

N.V. Nefyodov, M.Yu. Garnyshev, A.G. Egorov, A.V. Kalmykov, A.B. Mazo. **Monitoring of Tournaisian stage of the Melnikovsky deposit by means of piezometry and filtration modeling.**

The method of estimation the effectiveness of the water flooding massive carbonate type deposits based on its piezometry and filtration modeling is considered. The non-traditional two-phase filtering model that takes into account the water run-off from the reservoir through a fractured bottom is suggested. The presented results stimulate the further investigations in theory and practice of non-stationary flooding.

Key words: piezometry of wells, filtration modeling, unsteady flooding of massive deposits.

Р.С. Хисамов¹, Н.С. Гатиятуллин², Е.А. Тарасов², С.Е. Войтович², В.Б. Либерман²¹ОАО «Татнефть», Альметьевск²Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань

khisamov@tatneft.ru, tgru@tatneft.ru

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН: РЕТРОСПЕКТИВА И ПЕРСПЕКТИВЫ

В статье раскрывается краткая история становления и развития нефтяной отрасли в Республике Татарстан. Показаны особенности геологоразведочных работ в республике с 30-х годов прошлого столетия. Рассмотрены проблемы в области геологического изучения и разработки месторождений, предложены направления их решения, и рассматриваются перспективы развития отрасли в республике.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, разработка месторождений, геологическое изучение недр, нефтяная отрасль.

Республика Татарстан является одним из старейших нефтегазодобывающих районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Общие ресурсы углеводородов (нефть, природные битумы) в недрах Татарстана соизмеримы с суммарными запасами других нефтяных регионов Волго-Уральской провинции вместе взятых. Издавна эта территория привлекала внимание различных предпринимателей и геологов своими интенсивными поверхностными нефтепроявлениями в пермских отложениях. Однако глубокие горизонты Волго-Уральской провинции начали изучать в связи с поисками нефти сравнительно недавно – лишь с 30-х годов прошлого столетия. В 1933 г. составлена первая структурно-геологическая карта Ромашкинской площади. В 1934 г. Е.И. Тихвинской открыта Сармановская структура, расположенная севернее с.Шугурово, по казанским отложениям закартировано Ромашкинское поднятие, подтвержденное позднее структурным бурением по верхнему карбону. Совместными усилиями различных организаций выявлено свыше 100 положительных структур по верхнепермским, главным образом, казанским отложениям, которые стали благоприятными объектами последующих геологоразведочных работ – структурного бурения. Обобщение многочисленного фактического материала позволило А.М. Мельникову в 1940 г. составить структурную карту Татарстана (Рис. 1).

Начиная с 1938г по 1943г. структурное бурение проводилось на Булдырской, Шугуровской, Камско-Устьинской, Змиевской, Верхнеуслонской и Граханской структурах, на Камско-Устьинском, Шугуровском, Верхнеуслонском и Змиевском Нурлатском поднятиях. В 1944 г. структурное бурение осуществлялось на Ойкинско-Алтунинской, Черемшанской и других площадях. Наряду с этим, со второй половины 1941 г. в связи с получением в с.Змиево (Чистопольский р-н) на небольшой глубине притока жидкой нефти из уфимских песчаников, часть буровых работ переориентируется на изучение нефтеносности пермских отложений. В 1941 – 1945 гг. роторное бурение проводилось на Шугуровской, Змиевской, Ойкинской, Сарабикуловской, Аксубаевской, Нурлатской и Ромашкинской структурах.

Целенаправленные работы на нефть вскоре увенчались большим успехом – открытием 3 августа 1943 г. первого в республике нефтяного месторождения в верей-намюрских карбонатных отложениях среднего карбона на Шугуровском поднятии (Рис. 1). Из скважины-первооткрывательницы № 1, заложенной в наиболее приподнятой части пермско-верхнекаменноугольной структуры, получен промышленный приток нефти дебитом 15 т/сут.

В 1944 г. «Татгеолтрест» планомерно наращивал буровые работы в районе Шугуровского и Ромашкинского поднятий. И действительно, вскоре (1945 г.) открывается

Окончание статьи Н.В. Нефёдова, М.Ю. Гарнышева, А.Г. Егорова, А.В. Калмыкова, А.Б. Мазо «Мониторинг турнейской залежи...»

Николай Валерьевич Нефёдов

Заместитель начальника НГДУ «ТатРИТЭКнефть» по геологии и разработке. Научные интересы: геология, разработка.

423040, РТ, г. Нурлат, ул. Ленинградская, д. 3, кв. 27.
Тел.: (8345) 2-45-08.

Александр Викторович Калмыков

Зав. лабораторией ГДИ НПП «Черный ключ»; инженер кафедры радиоэлектроники КФУ. Научные интересы: Гидродинамические методы НПП.

422701, РТ, Высокогорский район, с. Высокая гора, ул. Полевая, д. 44, кв. 1. Тел.: (84365) 3-14-96.

Марат Юрьевич Гарнышев

М.н.с. кафедры радиоэлектроники. Научные интересы: вычислительная гидродинамика, теория фильтрации.

420073, РТ, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 2/17, кв. 336.
Тел.: (917) 225-33-60.

Андрей Геннадьевич Егоров

Проф., д.ф.-м.н., зав. кафедрой аэрогидромеханики. Научные интересы: механика пористых сред.

Александр Бенцианович Мазо

Проф. кафедры аэрогидромеханики, д.ф.-м.н. Научные интересы: выч. гидродинамика, тепломассообмен.

Казанский (Приволжский) федеральный университет.
420008, РТ, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 231-52-30.

второй более продуктивный горизонт в песчаниках угленосной свиты нижнего карбона, где дебит скважины достиг 75 т/сут (скважина № 6). Затем нефтяные залежи в каменноугольных отложениях были обнаружены на Аксубаевском и Ойкинском поднятиях.

В 1946 г. началось бурение первой девонской скважины №3 Ромашкинской площади (Рис. 1). Примерно в это же время принимается решение о заложении глубоких скважин на девон в пределах Ойкинско-Алтунинской и Аксубаевской площадей. Бурение Ромашкинской скважины продолжалось более года. В июне 1948 г. при испытании нефтеносного горизонта получен фонтан нефти с суточным дебитом 120 т. Скважина впервые доказала промышленную нефтеносность терригенного девона на сравнительно небольшой Ромашкинской структуре, выявлен-

ной по пермским и каменноугольным опорным слоям.

В 1948 г. в разведку вводится Миннибаевская структура, расположенная в 20 км к северу от Ромашкинской. Дальнейшие разведочные работы позволили включить в состав гигантского месторождения новые прилегающие площади: Сулеевскую, Абдрахмановскую, Ташлиярскую, Азнакаевскую, Аргуновскую и другие. В 1946 году было открыто Бавлинское месторождение нефти, которое по величине извлекаемых запасов относится к крупным. Кроме того, были открыты такие месторождения как Кутушское (1940 год), Аксубаево-Мокшинское (1944 год) и Сотниковское (1950 год) (Рис. 1).

С 1951 года, после открытия Ромашкинского месторождения, глубокое поисковое бурение переместилось с центральной части Южно-Татарского свода на его склоны. В

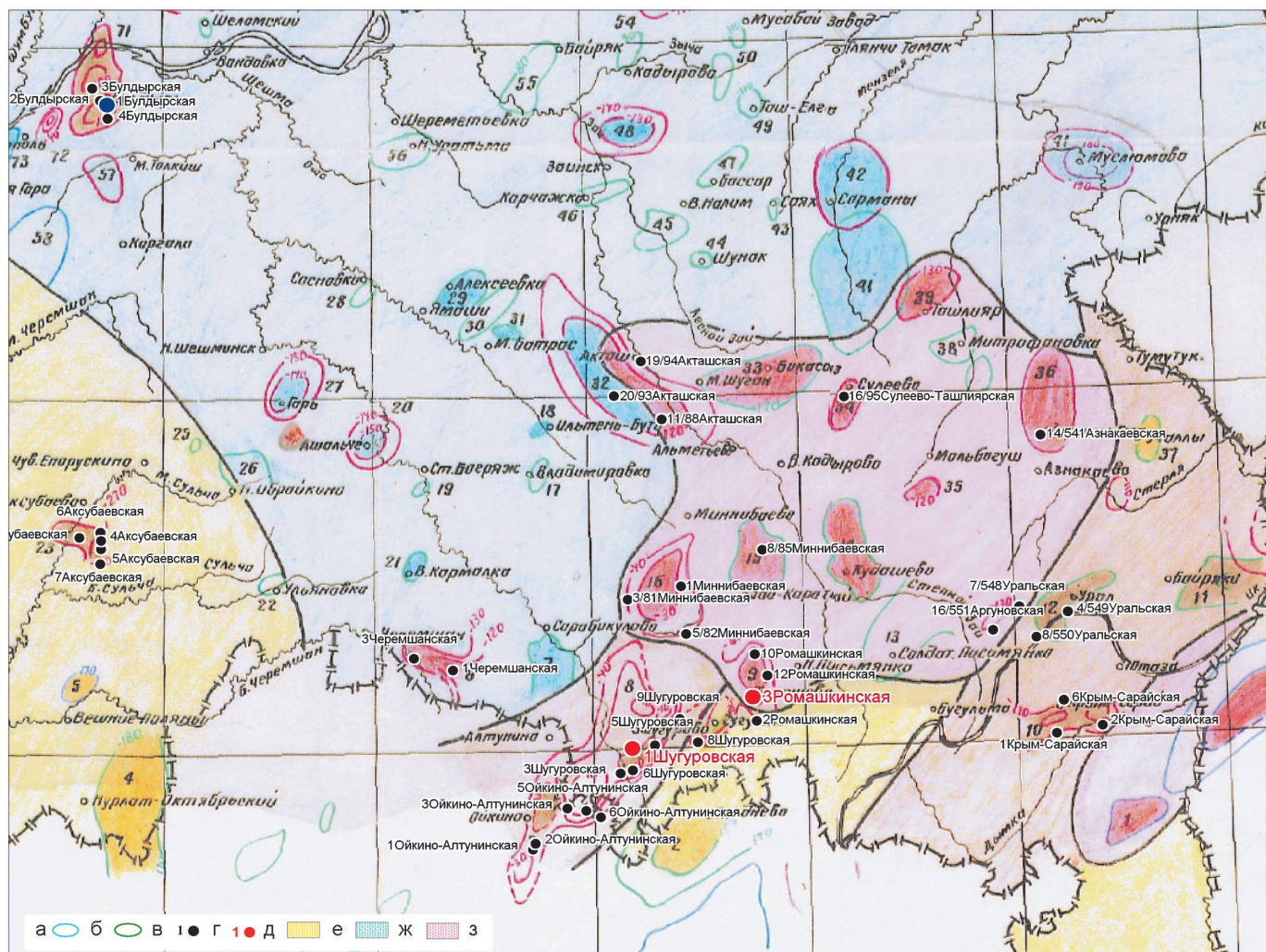


Рис. 1. Фрагмент карты перспектив нефтеносности пашийских слоев по состоянию на 01.11.1951 г. (автор Мельников А.М.).
 Восточные районы Татарстана. Структуры: 1 – Бавлинская, 2 – Сходневская, 3 – Ойкино-Алтунинская, 4 – Нурлатская, 5 – Вишнево-Полянская, 6 – Черемшанская, 7 – Сарабукловская, 8 – Шугуровская, 9 – Ромашкинская, 10 – Крым-Сарайская, 11 – Баярякская, 12 – Уральская, 13 – Содатско-Письмянская, 14 – Кудашевская, 15 – Зай-Каратайская, 16 – Миннибаевская, 17 – Владимировская, 18 – Ильтень-Бутинская, 19 – Старо-Багряжская, 20 – Ашальчинская, 21 – Кармальская, 22 – Ульяновская, 23 – Аксубаевская, 24 – Билярская, 25 – Енорускинская, 26 – Ново-Ибрайкинская, 27 – Гаринская, 28 – Б.Сосновская, 29 – Алексеевская, 30 – Бар.Батрасская, 31 – Мал.Батрасская, 32 – Акташская, 33 – Бикасаз-Шуганская, 34 – Сулеевская, 35 – Мальбагушская, 36 – Азнакаевская, 37 – Учалинская, 38 – Митрофановская, 39 – Ташлиярская, 40 – Муслимовская, 41 – Сармановская, 42 – Сарманово-Ронгазарская, 43 – Саянская, 44 – Шунакская, 45 – Налимовская, 46 – Коржачская, 47 – Бассарская, 48 – Поповская, 49 – Таш-Елгинская, 50 – Мусабай-Заводская, 51 – Байлярская, 52 – Сарайлинская, 53 – Ново-Мусабайская, 54 – Кадырская, 55 – Байрякская, 56 – Ново-Уратьинская, 57 – Мало-Толкишская, 58 – Еланская, 59 – Служиво-Шенталинская, 60 – Ижевская, 61 – Сетяково-Текашевская, 62 – Ильичевская, 63 – Елабужская, 64 – Горшунская, 65 – Мортинская, 66 – Граханская, 67 – Отарская, 68 – Р.Кирменская, 69 – Кутушская, 70 – Шеломская, 71 – Булдырская, 72 – Змиевская, 73 – Чистопольская, 74 – Белогорская, 75 – Кубасская. а – структуры верхнекаменноугольные, б – структуры верхнепермские, требующие уточнения крелусным бурением, в – структуры верхнепермские, непотвердившиеся крелусным бурением, г – поисково-разведочные скважины, д – поисково-разведочные скважины-первооткрывательницы, е – площадь с возможной нефтеносностью пашийских слоев, ж – площадь с вероятной нефтеносностью пашийских слоев, з – площадь с доказанной промышленной нефтеносностью пашийских слоев.

результате открыты Черемшанское, Ульяновское, Шегурчинское месторождения и ряд других залежей нефти. Наиболее крупный успех связан с открытием Ново-Елховского (1951 год) месторождения нефти – второго по величине после Ромашкинского.

В начале 50-х годов в поисковую разведку введен восточный борт Мелекесской впадины. Открыты Нурлатское, Южно-Нурлатское, Вишнево-Полянское месторождения, юго-восточного склона СТС.

Но основной объем поисково-разведочного бурения приходится на период с 1961 по 1970 гг. (1540 скважин). Поисково-разведочным бурением охвачен Северо-Татарский свод, восточный борт Мелекесской впадины, а также все склоны ЮТС – западный, северный, северо-восточный, восточный, юго-восточный и южный.

В западной части Татарстана в период с 1951 по 1970 гг. пробурено около 200 скважин. Бурение ведется на территории Северо-Татарского свода (Ковалинский и Кукморский выступы), Казанско-Кажимского авлакогена, западного борта Мелекесской впадины и прилегающих склонах Токмовского свода. Благодаря поисково-разведочному бурению на востоке Татарстана были открыты (Рис. 2) Беркет-Ключевское, Киязлинское, Демкинское, Старо-Кадеевское, Сабанчинское, Ашальчинское, Бурдинское, Бастрькское, Контузлинское, Чеканское, Степноозерское, Аксаринское, Бурейкинское, Елгинское и др. Период с 1944 по 1970 годы отмечен вводом в эксплуатацию основных объектов разработки и интенсивным ростом добычи нефти (до 100 млн.т нефти в год). В этот период прирост запасов составлял в среднем 55 – 60 млн.т нефти в год. Выявлено около 90% общего объема запасов, открыты основные месторождения Татарстана. Основным методом подготовки поднятий для глубокого бурения стало структурно-картировочное бурение.

Несколько большую роль начали играть геофизические методы подготовки площадей для глубокого бурения (сейсморазведка МОВ, электро-, грави-, магниторазведка). Форсированные поиски и разведка площадей позволили в сжатые сроки открыть богатейшие залежи нефти в девонских отложениях, и в течение первых десяти лет (1950 – 1960 гг.) создать уникальную по концентрации промышленных запасов сырьевую базу. Примененная методика геологоразведочных работ позволила ускоренными темпами завершить разведку крупных девонских месторождений и за сравнительно короткие сроки дать принципиальную геологическую оценку нефтеносности всей территории Татарстана.

Большие заслуги в открытии и разведке нефтяных месторождений в девонских отложениях, а также в изучении стратиграфии, литологии и тектоники принадлежат: А.М. Мельникову, С.П. Егорову, Е.И. Тихвинской, М.Ф. Мирчинку, М.В. Мальцеву, И.А. Шпильману, Б.М. Юсупову, В.Д. Наливкину, В.И. Троепольскому, Ф.А. Бегишеву, Р.Х. Муслимову, Г.П. Батановой, К.К. Мусиной, Т.Е. Даниловой, Р.Н. Валееву и другим.

К числу достижений в области геологоразведочных работ в 1971 – 1980гг. можно отнести: разработку научной основы методики поисков и разведки нефти в каменноугольных отложениях на разведочных площадях, обоснование эффективных приемов картирования небольших перспективных поднятий сейсморазведкой и структурным бу-

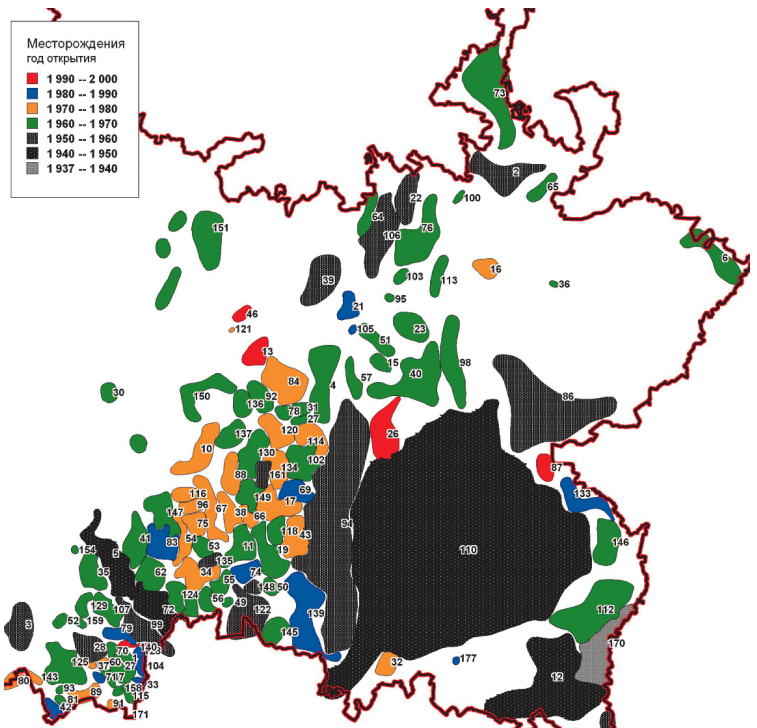


Рис. 2. Месторождения, открытые за период 1937 – 1999 гг. 1 – Аделяковское; 2 – Азеву-Салаушское; 3 – Аканское; 4 – Аксаринское; 5 – Аксубаево-Мокшанское; 6 – Актанышское; 7 – Алексеевское; 10 – Архангельское; 11 – Ашальчинское; 12 – Бавлинское; 13 – Байданкинское; 15 – Бастрькское; 16 – Бахчисарайское; 17 – Березовское; 19 – Беркет-Ключевское; 21 – Бикляинское; 22 – Бондюжское; 23 – Бурдинское; 27 – Бурейкинское; 26 – Бухарское; 27 – Верхнее-Уральминское; 28 – Вишнево-Полянское; 30 – Владимировское; 31 – Восточно-Макаровское; 32 – Глазовское; 33 – Граничное; 34 – Дачное; 35 – Демкинское; 36 – Дружбинское; 37 – Егоркинское; 38 – Екатериновское; 39 – Елабужское; 40 – Елгинское; 41 – Енорускинское; 42 – Ермаковское; 43 – Ерсубайкинское; 46 – Закамское; 47 – Западно-Бурейкинское; 49 – Западно-Сотниковское; 50 – Заречное; 51 – Зычебаишское; 52 – Зюзеевское; 53 – Ивашикино-Мало-Сулъчинское; 54 – Ивинское; 55 – Ильмовское; 56 – Искринское; 57 – Кадыровское; 60 – Камышлинское; 62 – Киязлинское; 64 – Комаровское; 177 – Конозоровское; 65 – Контузлинское; 66 – Красногорское; 67 – Краснооктябрьское; 69 – Кузайкинское; 70 – Курманаевское; 71 – Курмышское; 72 – Кутушское; 73 – Кучуковское; 74 – Лангуевское; 75 – Летнее; 76 – Луговое; 78 – Макаровское; 79 – Максат; 80 – Максимкинское; 81 – Мальцевское; 82 – Матросовское; 83 – Мельниковское; 84 – Мельнинское; 86 – Муслимовское; 87 – Мухарметовское; 88 – Нагорное; 89 – Некрасовское; 91 – Нижне-Нурлатское; 92 – Нижне-Уральминское; 93 – Николаевское; 94 – Ново-Елховское; 95 – Ново-Суксинское; 96 – Ново-Шешминское; 98 – Нуркеевское; 99 – Нурлатское; 100 – Озерное; 102 – Онбийское; 103 – Орловское; 104 – Осеннее; 105 – Пенячинское; 106 – Первомайское; 107 – Пионерское; 109 – Родниковское; 110 – Ромашкинское; 112 – Сабанчинское; 113 – Сарайлинское; 114 – Сарапалинское; 115 – Светлоозерское; 116 – Северное; 171 – Северо-Озеркинское; 118 – Сиреневское; 120 – Соколкинское; 121 – Сокологорское; 122 – Сотниковское; 124 – Старо-Кадеевское; 125 – Степноозерское; 128 – Студеное; 129 – Сунчелевское; 130 – Тавельское; 132 – Тат-Кандызское; 170 – Туймазинское; 133 – Тумутукское; 134 – Тюгеевское; 135 – Ульяновское; 136 – Уральминское; 137 – Урганчинское; 139 – Урмышлинское; 140 – Уряжское; 141 – Урустамское; 143 – Фомкинское; 145 – Чегодайское; 146 – Чеканское; 147 – Черемуховское; 148 – Черемшанское; 149 – Шегурчинское; 150 – Шереметьевское; 151 – Шийское; 154 – Щербеньское; 158 – Южно-Нурлатское; 159 – Южно-Сунчелевское; 161

рением и концентрацию глубокого бурения на перспективных направлениях востока республики.

Большой вклад в развитие научных исследований, раз-

№	Новые месторождения	Принадлежность	Год открытия
1	Бардинское	ОАО Татнефть	2000
2	Бухараевское	ОАО Татнефть	2000
3	Заветное	ОАО Татнефть	2000
4	Кзыл-Ярское	ОАО Татнефть	2000
5	Лунное	ОАО Татнефть	2000
6	Шиповское	ОАО Татнефть	2000
7	Южно-Мухинское	ОАО Татнефть	2000
8	Юсуповское	ОАО Татнефть	2000
9	Ильинское	ЗАО РИТЭК-Внедрение	2002
10	Волжское	ОАО РИТЭК	2002
11	Северо-Кадеевское	ОАО РИТЭК	2002
12	Агбязовское	ОАО МНКТ	2003
13	Восточно-Анзирское	ЗАО РИТЭК-Внедрение	2003
14	Киче-Наратское	ОАО РИТЭК	2003
15	Лазурное	ОАО Татнефть	2003
16	Сайдашевское	ОАО Татнефть	2003
17	Конюговское	ОАО Татнефть	2003
18	Кулавное	ОАО Татнефть	2003
19	Западно-Галицкое	ОАО Татнефть	2003
20	Мухарямовское	ОАО Татнефть	2003
21	Навесное	ОАО Татнефть	2003
22	Восточно-Лебедкино	ОАО Татнефть	2003
23	Ерыклинское	ЗАО Селенгушнефть	2004
24	Западно-Урустамакское	ОАО Татнефть	2004
25	Мензелинское	ОАО РИТЭК	2005
26	Элинское	ЗАО Селенгушнефть	2005
27	Западно-Селенгушское	ЗАО Селенгушпромнефть	2005
28	Тауташское	ОАО Татнефть	2005
29	Кирпичное	ОАО Татнефть	2005
30	Афанасовское	ОАО Татнефть	2005
31	Северо-Зюзеевское	ООО Нурайтская нефт. ком.	2006
32	Мало-Титовское	ЗАО ВЕЛЛойл	2006
33	Мусломкинское	ЗАО ВЕЛЛойл	2006
34	Биллярское	ЗАО ВЕЛЛойл	2006
35	Садьковское	ЗАО Селенгушнефть	2006
36	Ныртинское	ОАО Татнефть	2006
37	Западно-Хрусталинское	ОАО Татнефть	2006
38	Западно-Щербеньское	ЗАО Селенгушнефть	2007
39	Южно-Селенгушское	ЗАО ВЕЛЛойл	2007
40	Северо-Октябрьское	ЗАО ВЕЛЛойл	2007
41	Ветеранское	ЗАО ВЕЛЛойл	2007
42	Тугаевское	ЗАО ВЕЛЛойл	2007
43	Чекалинское	ОАО РИТЭК	2007
44	Ново-Чегодайское	ОАО Татнефть	2007
45	Черноозерское	ОАО Татнефть	2007
46	Кармалинское	ОАО Татнефть	2007
47	Сев.-кармалинское	ОАО Татнефть	2007
48	Южно-Екатериновское	ОАО Татнефть	2007
49	Анзиркинское	ЗАО РИТЭК-Внедрение	2008
50	Восточно-Дружбинское	ОАО РИТЭК	2008
51	Сейсмическое	ЗАО ВЕЛЛойл	2008
52	Кукушкинское	ЗАО ВЕЛЛойл	2008
53	Восточно-Селенгушское	ЗАО ВЕЛЛойл	2008
54	Кичкалинское	ЗАО Селенгушнефть	2008
55	Карачевское	ОАО Татнефть	2008
56	Гарейское	ОАО Татнефть	2008
57	Западно-Тюряевское	ОАО Татнефть	2008
58	Шадкинское	ОАО Татнефть	2008
59	Морозное	ОАО Татнефть	2008
60	Елтанское	ЗАО ВЕЛЛойл	2009
61	Западно-Аканское	ЗАО ВЕЛЛойл	2009
62	Западно-Зюзеевское	ЗАО ВЕЛЛойл	2009
63	Мало-Уряйское	ЗАО РИТЭК-Внедрение	2009
64	Тимеровское	ОАО РИТЭК	2009
65	Западно-Релинское	ОАО Татнефть	2009
66	Западно-Берсутское	ОАО Татнефть	2009
67	Северо-Богемское	ОАО Татнефть	2009
68	Николашкинское	ОАО Татнефть	2009
69	Пойменное	ОАО Татнефть	2009
70	Новотроицкое	ОАО Татнефть	2009
71	Восточно-Чумачкинское	ОАО Татнефть	2009
72	Лагерное	ОАО Татнефть	2009
73	Клубничное	ОАО Татнефть	2009
74	Сарабикуловское	ОАО Татнефть	2009

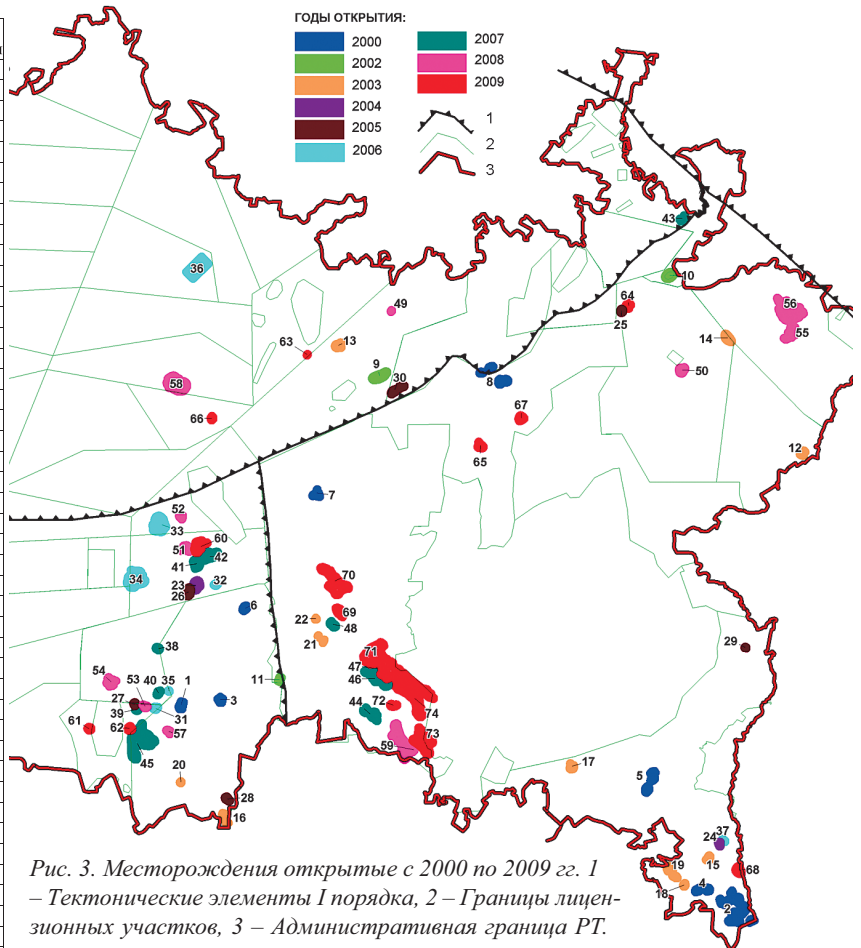


Рис. 3. Месторождения открытые с 2000 по 2009 гг. 1 – Тектонические элементы I порядка, 2 – Границы лицензионных участков, 3 – Административная граница РТ.

новой объем поисково-разведочного бурения приходится на западный склон Южно-Татарского свода (280 скважин) и восточный борт Мелекесской впадины (200 скважин). Успешность поисково-разведочного бурения возрастает до 60-65% на большинстве разведочных площадей. Открыты такие месторождения как Ивинское, Летнее, Екатериновское, Нагорное, Архангельское, Краснооктябрьское, Некрасовское, Дачное и др. (Рис. 2).

С 1981 по 1990гг. пробурено около 750 поисково-разведочных скважин. Открыты такие месторождения как Мельниковское, Урмышлинское, Лангуевское, Тумутукское, Ер-

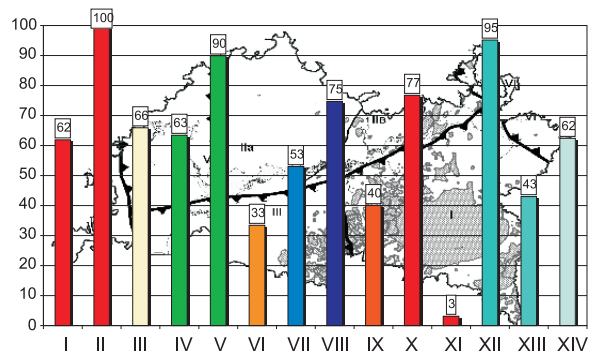


Рис. 4. Опоискованность земель детальными и региональными геолого – геофизическими исследованиями (в % от общей площади территории). I – АКГИ детальные, II – АКГИ региональные, III – Аэрозаммаспектрометрия, IV – Аэромагниторазведка высокоточная, V – Аэромагниторазведка детальная, VI – Аэроэлектроразведка, VII – Гравиразведка высокоточная, VIII – Гравиразведка детальная, IX – Сейсморазведка МОБ, X – Сейсморазведка МОГТ – 2Д, XI – Сейсморазведка МОГТ – 3Д, XII – Электроразведка ВЭЗ, XIII – Электроразведка ЗСБЗ, XIV – Электроразведка ЗСМ.

работку новых методических приемов поисково-разведочных работ и их практическую реализацию внесли И.А. Антропов, О.М. Мкртчян, Р.О. Хачатрян, А.М. Мельников, А.К. Шельнова, С.П. Егоров, В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, В.А. Клубов, Ю.Б. Митрейкин, Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Н.Ш. Хайретдинов, П.Д. Павлов, А.Н. Желтова, Е.Д. Войтович, Р.Ш. Абдрашитова и др.

С 1971 по 1980 гг. пробурено 770 поисково-разведочных скважин. Бурением охвачены земли склонов Южно-Татарского свода, юго-восточный склон Северо-Татарского свода и восточный борт Мелекесской впадины. Ос-

маковское, Граничное, Осеннее и другие. В 1981 году добыто уже 2 миллиарда тонн нефти.

С 1990 г. объем поисково-разведочного бурения снижается. За 15 лет пробурено около 680 поисково-разведочных скважин. В период с 1990 по 2000 гг. открыты Матросовское, Байданкинское, Мухарметовское, Бухараевское и другие более мелкие месторождения (Рис. 2).

Геологоразведочные работы направлены в основном на доразведку уже существующих залежей и месторождений нефти. Последние годы продолжается успешная разведка нефти в каменноугольных отложениях нижнего и среднего карбона, а также карбонатного девона, интенсивная доразведка крупных и небольших многопластовых месторождений. Открывается в среднем 2 месторождения в год. Но эти месторождения относятся в основном к категории мелких. С 2000 года открыты Юсуповское, Южно-Мухинское, Кзыл-Ярское, Утямышское, Лазурное, Навесное, Западно-Селенгушское, Мензелинское и другие месторождения (Рис. 3)

Особое место в истории освоения нефтяных богатств Татарстана занимает изучение битуминозности пермских отложений. Природные битумы, сконцентрированные в пермских отложениях, залегают на глубинах, до 400 м и частично в поверхностных условиях.

Целенаправленное изучение пермских битумов началось в 1970 г. За период 1970 – 2009 гг. пробурено 4221 специальных скважин общим метражом более 773,5 тыс. м, испытано на приток более 190 скважин. В некоторых из них получены дебиты нефти от 0,1 до 11 т/сутки. Одновременно велись попутные поиски битумов структурным бурением путем дополнительного отбора керна из перспективных интервалов, изучения их методами промысловой геофизики и опробования.

К настоящему времени на территории Республики выполнен широкий комплекс геолого-геофизических исследований различной целевой направленности (Рис. 4). Мелкомасштабной аэромагнитной съемкой покрыта практически все земли региона, электроразведка ЗСМ проведена на площади 45 тыс. км², сейсморазведкой МОГТ отработано более 60 региональных профилей. Детальными аэромагнитными измерениями изучены восточная и центральная части РТ. Дистанционные аэрокосмогеологические исследования регионального характера осуществлены повсеместно. Высокоточная аэромагнитная, детальные аэрокосмогеологические наблюдения охватывают 60 – 70% территории Республики, детальные гравиразведочные работы – около 75%, высокоточная гравиразведка – 53%, электроразведка ЗСБЗ – 43% (Рис.4). Сейсморазведка МОГТ-2D – проведена более чем на 200-х участках, с разной степенью детальности покрыта площадь около 50 тыс. км². За весь период проведения работ пробурено более 23 тысяч структурных, параметрических, битумных и гидрогеологических скважин. Большее количество скважин находится в пределах перспективной части восточного Татарстана (Рис. 5). Результаты структурного бурения обеспечили оценку нефтебитумоносности отложений пермской системы – выявлены залежи сверхвязких нефтей и ареалы нефтеносности. Это значительный резерв в наращивании ресурсной базы Республики Татарстан.

На территории РТ пробурено около 45,5 тыс. глубоких скважин, из которых 28,5 тыс. скважин пробурено на Ро-

машкинском месторождении. Общий метраж глубокого (эксплуатационного и поисково-разведочного) бурения около 60 млн.м. На долю поисково-разведочного бурения приходится около 7,5 млн.м (около 4700 скважин) (Рис. 6).

Особенностью геологоразведочных работ первого десятилетия XXI века является выход в западные районы рассматриваемого региона.

Результаты геологоразведочных работ последних лет показывают, что несмотря на высокую степень опосредованности, первоочередными для поисков новых залежей нефти в Республике по-прежнему являются территории Южно-Татарского (открыты Мензелинское, Западно-Хрусталинское, Лазурное, Купавное, Кирпичное, Западно-Галицкое и др. месторождения), Северо-Татарского сводов (Афанасовское, Восточно-Анзирское, Ильинское, Шадкинское, Анзиркинское, Ныртинское, Западно-Берсутское, Мало-Урнякское и др.) и Мелекесской впадины (Шиповское, Западно-Селенгушское, Северо-Зюзеевское, Северо-Октябрьское, Южно-Селенгушское, Ветеранское, Восточно-Селенгушское, Черноозерское, Заветное и др.). О возможности выявления на землях Восточного Татарстана новых (хотя и преимущественно мелких) месторождений свидетельствует большой фонд подготовленных к глубокому бурению локальных поднятий.

При решении структурных задач, связанных с подготовкой объектов в каменноугольных отложениях на территории РТ сейсморазведка выступает практически как самостоятельный, самодостаточный метод (при достижении оптимальной плотности сети наблюдений). На ряде участков, где проведение детализационных работ МОГТ не представляется вероятным (экономические критерии, условия местности и т.д.), следует использовать различные модификации электроразведки, высокоточную гравиразведку, НСЗ, геохимию и др. Имеются положительные примеры использования несейсмических методов, как при подготовке к бурению новых объектов, так и детализации разрабатываемых и разведываемых месторождений.

Малоразмерные, сложнопостроенные ловушки девонского терригенного комплекса следует рассматривать как самостоятельный поисковый объект. Здесь кроме решения структурных задач, определяющими являются внедрение новых технологий обработки материалов сейсморазведки. Важную роль играет плотность сети сейсмопрофилей, оптимальная величина которой должна составлять 4 пог.км/км². Таким образом обеспечивается возможность использования данных метода на этапах разведки и разработки месторождений исключив повторный возврат на изучаемые площади. Необходимо отметить, что если охваченная сейсморазведкой МОГТ 2D территория Татарстана составляет около 50 тыс. км², то суммарная площадь земель изученных с плотностью сети сейсмопрофилей 3 пог.км/км² и более (учтены работы 3D) составляет всего около 20%. Фактически имеется значительный резерв для проведения сейсморазведочных работ, направленных на открытие новых залежей нефти и доизучение строения разрабатываемых и разведываемых месторождений (оптимизация сети эксплуатационных и оценочных скважин). Как показывает анализ, большая часть изученной сейсморазведкой МОГТ 2D (1981 – 2009 гг.) территории Татарстана отработана с плотностью до 2 – 3 пог.км/км². Исключение составляют небольшие по площади участки восточного

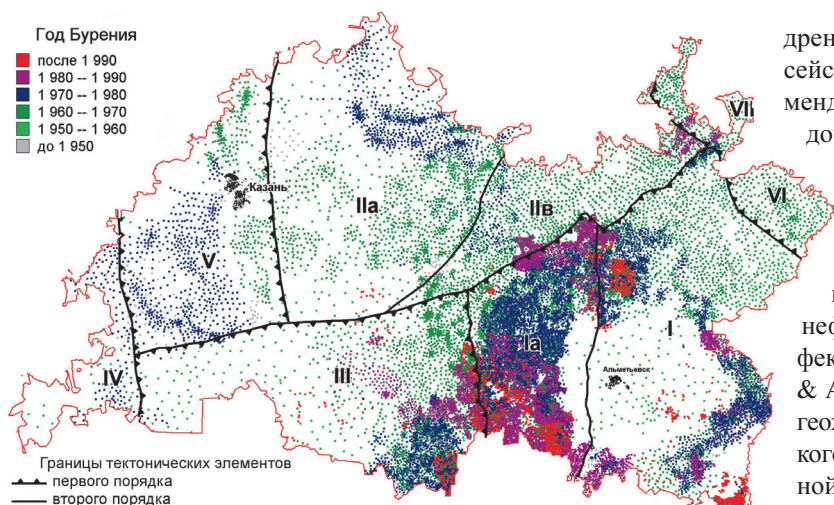


Рис. 5. Республика Татарстан. Скважины структурного бурения. I – Южно – Татарский свод: Ia – западный склон; II – Северо – Татарский свод: IIa – сводовая часть, IIв – юго – восточный склон III – Мелекесская впадина; IV – восточный склон Токмовского свода, V – Казанско – Кировский прогиб, VI – Бирская седловина, VII – Верхнекамская впадина.

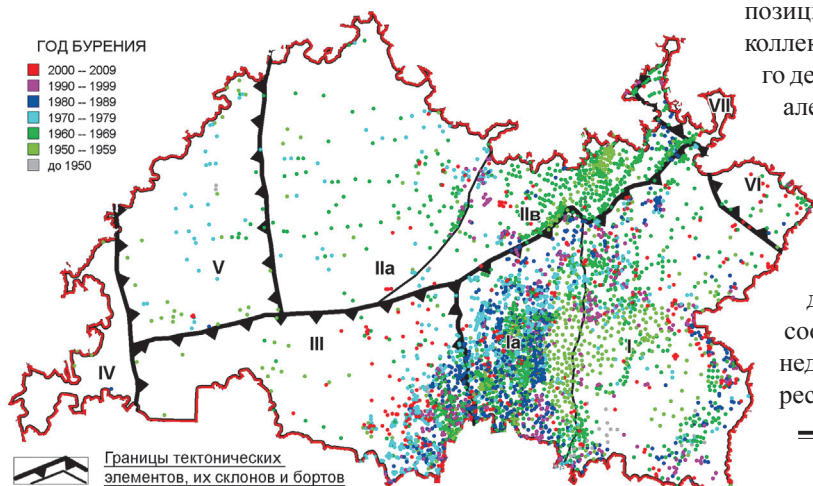


Рис. 6. Республика Татарстан. Глубокие поисково-разведочные скважины. Усл. обозн. см Рис. 5.

борта Мелекесской впадины, западного, северного, северо-восточного и юго-восточного склонов Южно-Татарского свода, где плотность достигает 3 – 5 пог.км/км² (сейсморазведка 3D). В основном это участки детализационных работ в пределах месторождений – Вишнево-Полянское, Сунчелевского, Демкинского, Аксубаево-Мокшинского, Краснооктябрьского, Ивинского, Ашальчинского, Кузайкинского, Урмышлинского, Уратьминского, Макаровского, Бухарского, Елгинского, Актанышского, Тат-Кандызского и других. Именно эти участки и следует рассматривать в качестве первоочередных (полигонов-эталон) для отработки методики сейсморазведки в картировании разнотипных ловушек в терригенных отложениях девона.

Повышение эффективности поиска залежей нефти в терригенном девоне напрямую связано с комплексированием методов, внедрением новых модификаций электро-разведки, проведением высокоточных магнитных и гравиметрических съемок; использованием современных технологий обработки данных сейсморазведки, магниторазведки, гравиразведки. Повышение эффективности глубокого бурения может быть связано и с более широким вне-

дрением в РТ метода непродольного вертикального сейсмического профилирования. Метод можно рекомендовать на любых этапах как при поисково-разведочных работах, так и при разработке залежей и месторождений.

Значительная роль в поиске и подготовке к глубокому бурению ловушек нефти в девоне отводится методам локального прогноза нефтеносности. На лицензионных землях ОАО «Татнефть» и малых нефтяных компаний показана эффективность технологий «Нейросейсм», W.L. GORE & Associates, «ГОНГ», комплекса геофизических и геохимических методов, низкочастотного сейсмического зондирования, различных модификаций наземной и наземно-скважинной электроразведки (ЗСБЗ, ВП, НСЭ ЕП и др.). Опыт комплексного применения нетрадиционных методов поисков и разведки месторождений нефти в России и за рубежом пока невелик.

Кроме работ на полигонах необходимо создание геологической основы на базе анализа данных глубокого бурения, включающих пересмотр каротажного материала с позиций детального расчленения и корреляции пластов-коллекторов и покрышек, типизацию разреза терригенного девона по мощности, литологии, количеству песчано-алевролитовых пачек и т.д.

Выполнение предложенных мероприятий позволит оптимизировать геолого-геофизические исследования направленные на подготовку новых ресурсов нефти, особенно в девонском терригенном комплексе. Учитывая, что проведение данных работ потребует определенных затрат, целесообразно, чтобы они выполнялись не конкретными недропользователями, а в рамках территориальных или республиканских программ.

R.S. Khisamov, N.S. Gatiyatullin, E.A. Tarasov, S.E. Voitovich, V.B. Liberman. **Geological exploration in the Tatarstan Republic (Russian Federation): retrospective and perspective.**

Brief history of the oil field development in the Republic of Tatarstan (Russian Federation) is shown. Geological exploration features in republic since thirties are described. Problems in geological research and oil field development are considered, ways of its solving are proposed and perspectives of oil field development in republic are considered.

Key words: geological exploration, oil field development, geological research, exploration and production sector.

Гатиятуллин Накип Салахович
начальник ТГРУ, к.геол.-мин.н., член-кор. Международной академии минерального сырья.

Тарасов Евгений Александрович
главный геолог ТГРУ

Либерман Владимир Борисович
начальник отдела ТГРУ

Сергей Евгеньевич Войтович
зам.начальника ТГРУ по НИР, гл. геолог ККГЭ.

ТГРУ ОАО «Татнефть». 420008, Казань, ул. Чернышевского, 23/25. Тел.: (843) 292-67-71.

К ВОПРОСУ О НЕОДНОРОДНОСТЯХ ВЕРХНЕЮРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕОБСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В работе изучены макро- и микронеоднородности горизонта Ю₁ Кечимовского и Равенского месторождений, литолого-минералогические особенности пород, палеогеографические условия их формирования, роль геодинамических процессов.

Ключевые слова: горизонт, месторождение, керн, песчаники, алевролиты, алевроиты, аргиллиты, карбонатные породы, регенерация, пористость, проницаемость, фации.

В настоящее время прирост запасов углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции осуществляется за счет длительно эксплуатируемых месторождений, разработка которых характеризуется негативным сочетанием высокой степени выработанности и обводненности запасов. Остро встает вопрос по увеличению добычи нефти и продлению сроков рентабельной эксплуатации уже разрабатываемых залежей и введению в эксплуатацию сложно построенных, не выдержанных по площади и разрезу объектов глубоких горизонтов с низкими дебитами. Одним из таких объектов является верхнеюрский горизонт (Ю₁) Кечимовского и Равенского месторождений. Притоки нефти, полученные на месторождениях из залежей горизонта Ю₁, менее дебитные по сравнению с пластами неокома, но тем не менее они рассматриваются в качестве перспективных объектов для добычи и прироста запасов нефти.

Поддержка высокой добычи на длительно эксплуатируемых месторождениях возможна только при научно обоснованном применении методов активного воздействия на пласт (МУН), которые направлены как на изменение физических свойств нефтей (понижение вязкости, плотности и изменению поверхностных свойств), так и на улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Используемые методы увеличения нефтеотдачи оказывают влияние на структурные и литологические характеристики пород-коллекторов, меняя их параметры. В этой связи необходимо проводить детальное изучение неоднородностей продуктивных отложений.

Целью работы является изучение макро- и микронеоднородностей пород-коллекторов верхнеюрского горизонта (Ю₁) на исследуемых месторождениях: фациальные исследования алевроито-песчаных отложений, изучение структурно-текстурных особенностей пород-коллекторов, детальное литолого-петрографическое изучение их обломочной части и цементной массы, вторичных изменений, а также связи литологических параметров с фильтрационно-емкостными свойствами. В дальнейшем эти данные могут быть использованы как при создании седиментологической модели и, как следствие, при планировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта.

Запасы углеводородного сырья Кечимовского и Равенского месторождений связаны с разнофациальными верхнеюрскими отложениями. В тектоническом плане территория исследования занимает центральную часть За-

падно-Сибирской плиты, включая Ярсомовский мегапрогиб и северо-западный склон Нижневартовского свода. Кечимовское месторождение расположено в переходной зоне от свода во впадину. Восточная его часть расположена на западном склоне Покачевского куполовидного поднятия – структуре второго порядка. Западная и южная части месторождения приурочены к Ярсомовскому прогибу, осложняющему северную часть Юганской мегавпадины. Ярсомовский прогиб имеет северо-восточную ориентировку и представляет собой узкую субмеридионально вытянутую структуру II порядка, в пределах которого находятся многочисленные локальные поднятия. К наиболее крупному, Ровенскому куполовидному поднятию, приурочено одноименное Равенское месторождение (Рис. 1).

На территории Кечимовского месторождения выделены: мелководно-бассейновая и переходная группы отложений. Мелководно-бассейновая группа отложений имеет наибольшее распространение на исследуемой площади месторождения, переходная группа отложений распространена в восточной и юго-восточной части месторождения и характеризуется фациями заливно-лагунного побережья (Алексеев, 2007).

Формирование верхнеюрского горизонта (ЮВ₁) Кечимовского месторождения происходило на границе островной системы северо-восточного простирания и открытого морского бассейна, в условиях меняющегося геодинамического режима. В западной части месторождения четко прослеживается изрезанная граница, проходящая между регрессивными и вдольбереговыми барами центральных частей, участками разделенных между собой лагунными отложениями. Лагунные отложения в большей степени распространены в восточной и юго-восточной части района исследований (Рис. 2).

Западнее границы развития вдольбереговых баров в скважинах (скв. 148, 55, 58Р, 53, 151Р, 41, 164, 163) песчаные тела, изученные в разрезах скважин, полифациальны и характеризуются регрессивным характером накопления. Опесчанивание характерно для верхней части горизонта. Строение регрессивных баров и изучение структурно-текстурных особенностей отложений изучено на примере скважин 163 и 164.

В песчаных телах вдольбереговых баров (скв. 153, 154П, 4412, 61Р, 54Р, 6684 и др.) отмечаются участки с наибольшими эффективными толщинами (22,7 ÷ 22,9 м). Отложения характеризуются цилиндрической (сундучной) фор-

мой кривой спонтанной поляризации ($a_{пс}$), что связано с появлением по разрезу скважин отложений барьерных островов.

Отложения трансгрессивных баров (скв. 6609) также полифациальны, но характеризуются трансгрессивной направленностью процессов осадконакопления. При этом кривые спонтанной поляризации ($a_{пс}$) имеют колоколовидную форму. Опесчанивание пласта наблюдается в его нижней части.

Анализ кернового материала верхнеюрского горизонта ($ЮС_1$) Равенского месторождения, изучение структурно-текстурных особенностей отложений и данные ГИС (Белозеров и др., 1991), позволили сделать вывод о том, что на исследуемой территории также преобладала мелководно-бассейновая группа отложений, где выделены песчаные тела вдольбереговых баров центральных и краевых частей (Рис. 3). Исследованные в разрезах песчаные тела характеризуются регрессивным характером седиментации. По данным исследования керна в разрезе скважин вдольбереговых баров краевых частей (1п и 12р) часто фиксируется неравномерное чередование литотипов: алевролитов мелко-крупнозернистых, алевролитов мелкозернистых, аргиллитов алевритовых. Часто наблюдаются прослои, представленные известковистыми песчаниками и алевролитами.

В отложениях верхнеюрского горизонта исследованных месторождений нижняя часть разреза представлена фациями алеврито-песчаных и карбонатных осадков мало подвижного мелководья. Это глинистые пачки, отвечающие «кульминационным этапам трансгрессий». По данным гранулометрического анализа формирование отложений проходило при спокойном гидродинамическом режиме, о чем свидетельствуют их первичные признаки ($Пф = 2,3\%$, $Аф = 72,8\%$, $Гф = 23,5\%$, $Мд = 34,2$ мкм, $S_0 = 4,5$). Текстуры

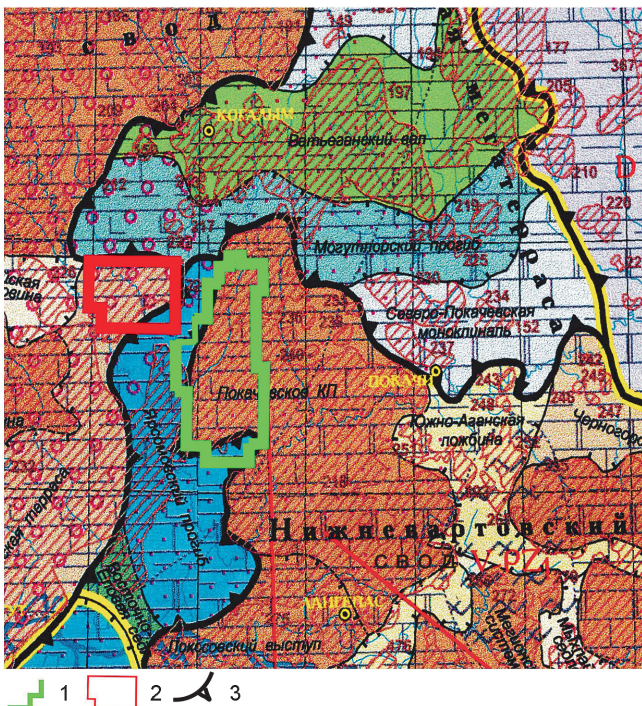


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией Шпильмана, и др., 1998). 1 – граница Кечимовского месторождения, 2 – граница Равенского месторождения, 3 – границы структур первого порядка.

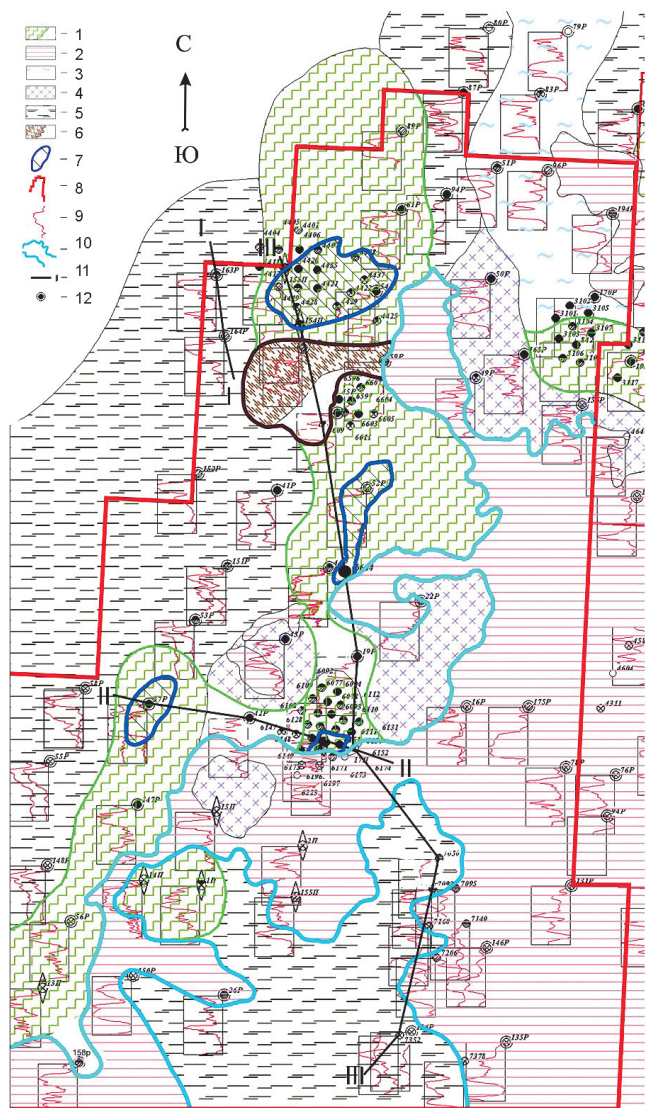


Рис. 2. Схема фациального районирования пласта ЮВ₁ с учетом вновь пробуренных скважин Кечимовского месторождения. Масштаб 1:10000. 1 – Зоны вдольбереговых баров центральных частей, 2 – лагуны, 3 – пляжи, 4 – барьерные отмели, 5 – регрессивные бары, 6 – трансгрессивные бары, выделенные по ГИС и керну, 7 – зоны барьерных островов, 8 – контур месторождения, 9 – кривая ПС, 10 – линия глин, 11 – линии разрезов, 12 – скважины.

линзовидно-волнистые, участками пологоволнистые.

Выше по разрезу алеврито-глинистые и карбонатные отложения мало подвижного мелководья сменяются неравномерным переслаиванием алевролитов мелко-крупнозернистых с алевропесчаниками и песчаниками мелкозернистыми. Участками по разрезам скважин наблюдаются маломощные прослои алеврито-глинистых пород ($M = 0,03 \div 0,050$ м). Исследованные алевропесчаники ($Пф = 46,0\%$, $Аф = 38,2 \div 48,1\%$, $Гф = 5,9 \div 15,8\%$, $Мд = 91,1 \div 94,9$ мкм, $S_0 = 1,2-1,9$) и алевролиты мелко-крупнозернистые, песчаные ($Пф = 19,6 \div 31,6\%$, $Аф = 58,8 \div 61,2\%$, $Гф = 9,6 \div 19,2\%$, $Мд = 72,6 \div 58,7$ мкм, $S_0 = 1,9$) формировались при среднем гидродинамическом уровне седиментации. Для отложений характерны пологоволнистые и косоволнистые текстуры. Участками отмечаются фазерные текстуры, сортировка хорошая. Отложения этого интервала в разрезе верхнеюрского горизонта имеют все признаки неравномерного чередования фаций песчано-алевоитовых осадков мало подвижного мелководья и алеврито-песча-

ных осадков малых аккумулятивных форм (Алексеев, 2007).

В верхней части верхнеюрского горизонта по всем исследованным скважинам Кечимовского и Равенского месторождений отмечается резкое опесчанивание. Отложения представлены преимущественно фациями песчаных осадков сильно подвижного мелководья и алеврито-песчаными осадками малых аккумулятивных форм. Формирование отложений проходило при активном геодинамическом режиме седиментации, о чём свидетельствуют данные гранулометрического анализа (Пф = 63,6 ÷ 70,8 %, в т.ч. среднезернистой Пф = 6,9 ÷ 21,6 %, Аф = 24,5 ÷ 28,1 %, Гф = 4,8 ÷ 8,3 %, Md = 142,8 ÷ 182,1 мкм, So = 2,12 ÷ 2,5). Отложения характеризуются массивными, пологими косыми (неявно), участками флазерными текстурами. Участками по разрезам скважин также наблюдаются мало мощные прослои алеврито-глинистых пород (M = 0,03 ÷ 0,050 м), что свидетельствует о частой смене геодинамического режима седиментации.

По составу обломочной части исследованные алеврито-песчаные отложения верхнеюрского горизонта (Ю₁) Кечимовского и Равенского месторождений полимиктовые. Все исследованные песчаники и алевролиты по соотношению породообразующих минералов в обломочной части относятся к граувакковой и аркозовой группам (по Шутову В.Д.), преобладают граувакковые аркозы. В граувакковой группе в большей степени распространены кварцево-полевошпатовые и редко – полевошпатово-кварцевые граувакки.

Среднее содержание кварца в верхнеюрских отложениях составляет 37 %, с незначительным преобладанием полевых шпатов (41–43 %). Среди обломков горных пород (16–17 %) наибольшим распространением пользуются обломки кремней, кварцитов и эффузивов, в меньшей степени метаморфические разности. Отложения повсеместно, но неравномерно обогащены биотитом. В песчаниках содержание биотита варьирует от ед. чешуек, в прослоях его количество достигает 6%. Алевролиты биотитом обогащены в большей степени (от единичных чешуек до 12 % в прослоях). Близкий минералогический состав обломочной части алеврито-песчаных пород вероятно обусловлен единым источником сноса, существовавший в верхнеюрское время.

Вследствие нарушения литолого-геохимического равновесия в системе флюид-коллектор (Изотов, 2006), все кластические компоненты исследованных алеврито-песчаных пород изменены в различной степени, для которых характерны интенсивные процессы регенерации обломочного кварца (Рис. 4). Регенерация неравномерная, участками сильная (ед.-25 ÷ 30 %),

выражается в развитии правильных кристаллографических граней и регенерационных каемок (0,02–0,03 мм) кварца за счет перераспределения кремнезема в системе пласта и его миграции. Кремнезем может также освобождаться при каолинизации гидрослюды и смешаннослойных образований. То есть, количество регенерированных зерен кварца зависит от степени эпигенетических преобразований породы и может вносить существенные коррективы в распределение аутигенного кварца (Изотов, 2008). На зернах кварца участками, часто одновременно с процессами регенерации, отмечаются и следы растворения.

Полевые шпаты, представленные плагиоклазами и калишпатами, в той или иной мере затронуты процессами выщелачивания, они пелитизированы, серицитизированы и карбонизированы. Степень изменения полевых шпатов, как правило, меняется от слабой до средней. Участками наблюдаются сильно выщелоченные (до 5–6 %) зерна полевых шпатов (Рис. 5). Регенерация (альбитизация) зерен (ед.-2 %) плагиоклазов также характерна при недостатке калия и присутствии в достаточном количестве натрия в поровых растворах. Из аксессуарных минералов отмечены: апатит, сфен, гранат, циркон, турмалин. Аутигенный минеральный комплекс представлен: карбонатами (сидерит, кальцит, доломит), пиритом, марказитом, гидроокислами железа, каолинитом, вторичным кварцем, альбитом, хлоритом, лейкоксеном.

Цемент в породах верхнеюрского горизонта Ю₁ на исследуемых месторождениях характеризуются полиминеральным составом и неравномерным характером распределения. Преобладает кварцево-регенерационный, пленочно-поровый тип цементации. Поровый цемент, количество которого в коллекторах варьирует от 5 до 15 %, по составу

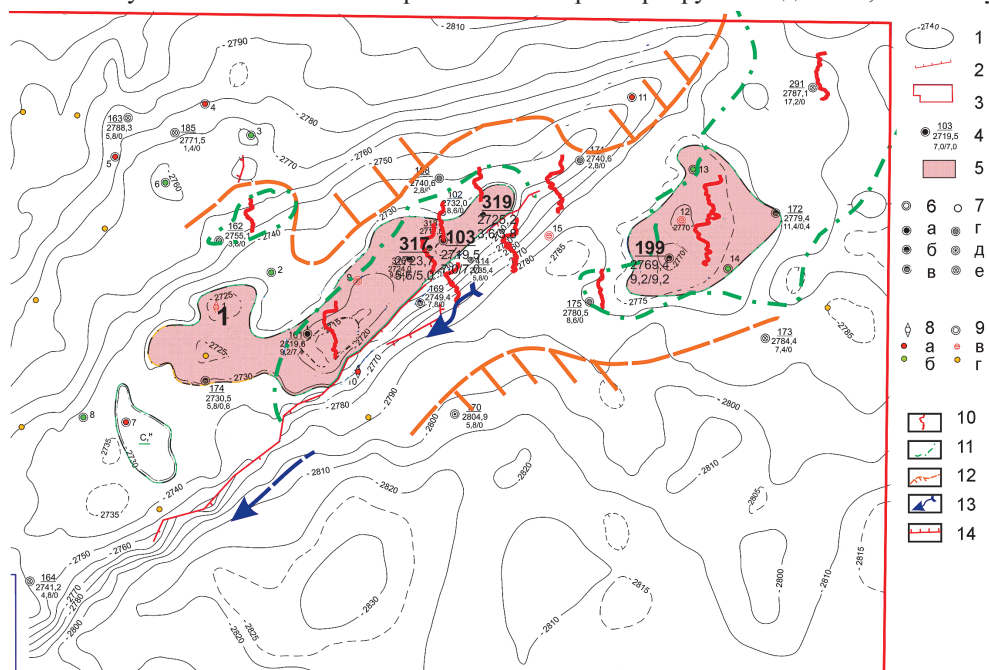


Рис. 3. Фашиально-палеогеографическая схема горизонта ЮС-1 по Равенскому месторождению (масштаб 1:100000). 1 – изогипсы по кровле пласта Ю₁, м; 2 – линия тектонического нарушения; 3 – граница Равенского лицензионного участка; 4 – номер пробуренной скважины/ абсолютная отметка кровли пласта Ю₁, м; эффективная толщина, м; общая/нефтенасыщенная; 5 – выявленные залежи нефти. Скважины пробуренные и давшие: 6 – поисково-разведочные: а – нефть, б – нефть с пластовой водой, в – пластовую воду с пленкой нефти; 7 – эксплуатационные: г – пластовую воду, д – притока не получено, е – водонасыщенные по ГИС. Скважины проектные: 8 – поисковые: а – независимые, б – зависимые; 9 – разведочные: в – первоочередные, г – резервные. 10 – кривая ПС, 11 – зона развития барьерных островов, 12 – зона мелководья, 13 – разрывные течения, 14 – зона нарушений.

глинистый и карбонатно-глинистый. В неколлекторах количество порового цемента достигает 35 %, по составу цемент карбонатный и глинисто-карбонатный.

Цементная масса по данным электронно-микроскопических исследований является высокопористой массой с размерами пор от 0,0005 до 0,005 мм, вследствие чего ее можно рассматривать как «молекулярный фильтр», концентрирующий и пропускающий молекулы и цепи простых углеводов. При этом её фильтрационная способность существенно зависит от ассоциаций глинистых минералов, заполняющих пустотно-поровое пространство. В глинистом цементе алеврито-песчаных пород соотношение глинистых минералов в пелитовой фракции литотипов варьирует в широких пределах, при преобладании каолинита.

Каолинит в исследованных скважинах является поздним катагенетическим минералом (Коссовская, Шутов, 1971). В продуктивных отложениях представлен правильными псевдогексагональными пластинками с совершенной морфологией с размером кристаллов до 10 мкм. Развитию каолинита способствует обогащенность пластовых вод кремнезёмом (до 300 мг/л) и пониженное значение pH среды. Образование каолинита связано с преобразованием глинистых минералов (гидрослюды, монтмориллонита, полевых шпатов), также может происходить за счет регенерации аллотигенного и более раннего аутигенного каолинита. В нефтенасыщенных разностях степень совершенства кристаллов каолинита несколько ниже по сравнению с водонасыщенными песчаниками, что связано с тормозящим аутогенез влиянием углеводов. В песчаниках аутигенный каолинит в большей степени распространен в высокопроницаемых разностях.

Карбонаты представлены кальцитом, доломитом и сидеритом. Кальцит (катагенетический) и доломит образуют микрозернистые (0,1-0,01 мм) и средне-мелкозернистые агрегаты (0,1-0,4 мм), которые корродируют обломочные зерна и перекрывают поровые каналы. Сидерит (эпигенетический) – пелитоморфный и микрозернистый, отмечается в виде пленочного и порового цемента, образует псевдоморфозы по биотиту.

Пирит и марказит выделяются в исследуемых отложениях спорадически, встречаются в породе в виде мелких стяжений, малиноподобных агрегатов (фрамбоидов), октаэдрических кристаллов, в виде псевдоморфоз по органике, тонкой сыпи по окисленному битуму. Пиритизация в породе составляет от 1 до 5 %.

Породы имеют светло-серую и серую седиментогенную окраску, нефтенасыщенные разности буровато-серого цвета. Исследованные отложения представлены мелкозернистыми разностями: песчаниками мелкозернистыми, в меньшей степени средне-мелкозернистыми, алевритами мелко-крупнозернистыми и мелкозернистыми. В разрезе скважин также отмечаются маломощные прослои аргиллитов алевритовых.

Для всех исследованных алеврито-песчаных породах рассчитывался минералогический (седиментационный) коэффициент – коэффициент мономинеральности (кварц/полевые шпаты – $K_{\text{мон}} = Q/F$), отражающий условия осадконакопления, дальность их переноса и степень зрелости.

На Кечимовском месторождении максимальное значение коэффициента мономинеральности отмечается только в водонасыщенных отложениях вдольберегового

бара центральных частей (скв. 4412), где степень зрелости песчаников наиболее высокая. Песчаники представлены средне-мелкозернистыми разностями ($P_f=63,3\%$, $A_f=28,1\%$, $G_f=8,3\%$, $M_d=0,142$ мкм), сортировка хорошая ($S_o=2.5$), формировались при высоком гидродинамическом режиме осадконакопления. Содержание слюда – 1%. Отложения обогащены пиритом (2 – 3÷3 – 5%) с единичными зёрнами глауконита.

В отложениях вдольбереговых баров центральных частей (скв. 153п) коэффициент мономинеральности снижается до 0,88. Формирование большей части песчаников происходило также при высокой энергетической активности среды осадконакопления ($P_f=64,3\%$, $A_f=29,7\%$, $G_f=6,0\%$, $M_d=0,137$ мкм), сортировка хорошая ($S_o=2.0$). Отложения в значительной степени обогащены биотитом (от 2 до 6-8%) и пиритом (1-2 до 5-6%).

В отложениях барьерных островов (скв. 154, 6884) коэффициент снижается до 0,83. Отложения барьерных островов (скв. 6684) представлены песчаниками среднезернистыми, формировавшимися в среде с активной гидродинамикой ($P_f=70,8\%$, в т.ч. ср/з $P_f=21,6\%$, $A_f=26,8\%$, $G_f=4,8\%$, $M_d=0,182$ мкм), сортировка хорошая ($S_o=2.0$). Породы обогащены пиритом (2-3 до 3-5%), сидеритом (1-2 до 2-3%), биотита – 1-2%, присутствует глауконит.

В регрессивных барах (скв. 163) значение коэффициента составляет 0,94, в трансгрессивных – 0,79.

При исследовании алеврито-песчаных отложений Равенского месторождения значения коэффициента мономинеральности также колеблются в значительных пределах. Максимальные его значения ($0,95 \div 1,03$) отмечены в отложениях вдольбереговых барах краевых частей (скв. 1п, 199п), в алеврито-песчаных телах центральных частей его значения снижаются ($0,77 \div 0,84$).

Отложения верхнеюрского горизонта исследованных месторождений характеризуются близким минералогическим составом обломочной части и условиями формирования в мелководно-бассейновой обстановке седиментации, где были образованы различные типы песчаных тел (вдольбереговые бары, регрессивные и трансгрессивные бары и барьерные острова). При сходных фациальных условиях формирование песчаных тел и возможности их постседиментационных преобразований в значительной степени могут отличаться друг от друга. Большое влияние на процессы литогенеза оказывает рельеф шельфа и гидродинамическая активность среды седиментации.

Проведенный анализ зависимости фильтрационно-емкостных свойств отложений от обстановок их седиментации свидетельствуют о том, что породы пласта прошли сложную эволюцию на стадиях седиментогенеза, диагенеза и катагенеза, отразившуюся как на минералогическом составе пород, так и на строении цементно-поровой массы, что предопределило их фильтрационно-емкостные свойства как пород-коллекторов.

При анализе зависимостей пористости и проницаемости отложений горизонта Ю₁, установлено, что при примерно одинаковых значениях пористости, проницаемость варьирует в значительных пределах. Так, в регрессивных барах (скв. 163) при пористости 5,6 – 22,4 %, проницаемость колеблется от 0,01 до $738,0 \times 10^{-3}$ мкм², в отложениях барьерных островов (скв. 6684) при пористости 9,9 – 19,6 %, проницаемость варьирует от 0,06 до $160,89 \times 10^{-3}$ мкм².

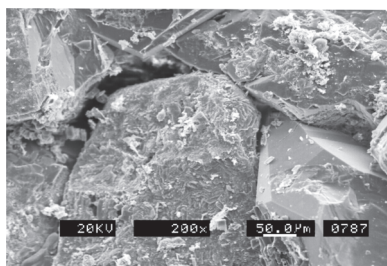


Рис. 4. Процесс регенерации кварца.

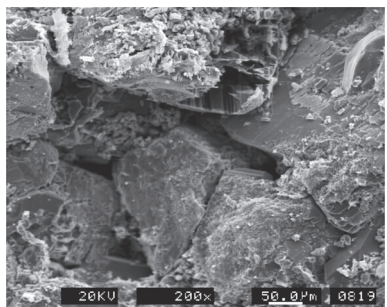


Рис. 5. Процесс выщелачивания полевых шпатов.

Самые низкие значения проницаемости характерны для карбонатизированного регрессивного бара ($0,01-0,20 \times 10^{-3}$ мкм²), скв. 7352. В отложениях Равенского месторождения максимальная проницаемость отмечена в отложениях барьерных островов ($110,0 \times 10^{-3}$ мкм² и пористости -19,6%).

Для выявления связей между седиментологическими параметрами пород, вторичным минералообразованием и фильтрационно-емкостными свойствами,

выбраны скважины с представительной выборкой (Равенская 317, Кечимовская 4412 и 6609), результаты анализов которых позволяют сделать выводы по поводу существующих связей.

В первую очередь, была выбрана открытая пористость, которая определяет структуру эффективного порового пространства, связана с гранулометрическим составом пород и зависит как от седиментационных условий формирования, так и от формирования вторичных минералов на стадии диагенеза и катагенеза. Рассмотрены зависимости между проницаемостью, водоудерживающей способностью и седиментологическими параметрами (Пф, Аф, Гф, медианный размер зерен, сортировка), а также составляющими активной минеральной фазы (каолинитом, суммарным содержанием гидрослюда и смешанослойных образований).

Проведенный количественный анализ в скважинах Кечимовского 4412 и 6609 скважинах 317 и 1п Равенского месторождения показывает, что между фильтрационно-емкостными характеристиками пород, их седиментологическими и литолого-минералогическими параметрами существуют достаточно тесные корреляционные связи – прямые и обратные зависимости:

- 1) между пористостью, проницаемостью и разными фракциями (песчаной, алевритовой, глинистой, пелитовой);
- 2) между пористостью, проницаемостью и содержанием различных глинистых минералов (каолинита, гидрослюда, смешанослойной составляющей). При этом проанализированы корреляционные связи и с учетом медианных размеров зерен, водонасыщенностью.

Полученные результаты свидетельствуют, что эпигенетический каолинит образует крупные агрегаты, что частично снижает сопротивление движения флюида, но увеличивает проницаемость породы. Гидрослюдистые минералы имеют тенденцию к разбуханию, при этом ухудшаются как емкостные, так и фильтрационные свойства пород-коллекторов. Породы-коллекторы со значительным количеством вторичного кварца (скв.4412) уплотнены в меньшей степени, где и наблюдается прямая зависимость

между проницаемостью и вторичным кварцем ($R = 0,87$, скв. 4412). Поскольку поверхность обломочных зерен кварца характеризуется меньшей адсорбционной способностью по сравнению с полевыми шпатами, обломками пород и слюды, то отмечается обратная корреляционная связь с Кво ($-R = 0,69$, скв. 9579).

Выводы

Проведенные исследования позволяют утверждать, что коллекторские тела горизонта Ю₁ были сформированы в сложных меняющихся палеогеографических условиях, что объясняет их высокую степень неоднородности.

Детальные литологические исследования, гранулометрический анализ, свидетельствуют о крайне изменчивом гидродинамическом режиме осадконакопления исследуемого горизонта, что и обусловило неоднородность пласта и, как следствие, его фильтрационно-емкостные характеристики.

С учетом выявленной площадной неоднородности пласта и его фильтрационно-емкостных характеристик рекомендуется использовать гибкую систему разработки горизонта Ю₁ на Кечимовском и Равенском месторождениях, которая должна выражаться как в характере размещения разведочных скважин, так и в методах воздействия на пласт в зависимости от литолого-фациальной характеристики отдельных участков изученных месторождений с целью оптимизации коэффициента извлечения нефти.

Литература

- Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений «угленосные толщи Северной Евразии». Е.: изд-во УГГГА. 2007. 209.
- Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири. Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. Новосибирск. 1991. 171-180.
- Изотов В.Г. Технологическая минералогия нефтяного пласта. Сб. мат-ов РМО: «Современные методы минерало-геохимических исследований». С-Пб. 2006. 140-142.
- Изотов В. Г. Наноминеральные системы нефтяных пластов. Сб. мат-ов между. конф.: «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». М.: Изд-во нефть и газ. 2008. 59-66.
- Коссовская А.Г., Шутов В.Д. Эпигенез и его минеральные индикаторы. М.: Наука. 1971. 9-35.
- Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты. Под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой. 1998.

L.N. Bruwes. About the Upper Jurassic producing sediments heterogeneities of the Sredneobskaya group of oil fields.

In this work macro and micro heterogeneities of the U₁ horizon of the Kechimovski and Ravenski oil fields, lithological-mineralogical features of rocks, paleographic conditions of its formation and the role of geodynamic processes are studied.

Key words: horizon, oil field, core, sandstone, siltstone, aleurite, argillite, carbonate rocks, regeneration, porosity, permeability, facies.

Людмила Николаевна Бружес

зав. лаб. литологии и петрографии ООО «КогалымНИ-ПИнефть». Научные интересы: литология нефтеносных формаций, минералогические особенности пород-коллекторов углеводородов.

628481, Россия, Когалым, ул. Дружбы Народов, 15. Тел./Факс: (34667)4-88-35.

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В результате проведенных исследований уточнено глубинное геологическое строение района, который в тектоническом плане расположен в пределах северо-восточной части внутренней прибортовой зоны Прикаспийской впадины. По структурной позиции, особенностям тектоники и подсолевого разреза исследуемый район делится на Кобланды-Тамдинскую, Шыракскую, Бестау-Соркольскую поднятые зоны и Новоалексеевскую погруженную. Во всех зонах прогнозируются органогенные постройки и перспективы нефтегазоносности оцениваются как высокие.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, глубинное строение, подсолевой разрез, органогенные постройки, структуры, тектоника, геологический разрез, Кобландинско-Тамдинская, Бестау-Соркольская, Шыракская зоны, Ново-Алексеевский прогиб, Предуральский прогиб.

Район исследований расположен на крайнем северо-востоке Прикаспийской впадины в пределах республики Казахстан и граничит на севере с Оренбургской областью России. По данным сейсмических исследований и бурения он представляет зону сочленения дислокаций Актюбинского Приуралья, северного и восточного бортов Прикаспийской впадины, разделенных полосой Новоалексеевского прогиба по нижнепалеозойскому комплексу.

Актюбинское Приуралье, в свою очередь является южным продолжением Предуральского прогиба, простирающегося вдоль складок горноскладчатого Урала. Особенностью строения этой зоны является наличие системы линейно ориентированных складок, ядра которых выполнены преимущественно терригенно-карбонатными отложениями нижней перми и карбона. Складки сильно дислоцированы, крылья характеризуются крутыми углами падения (свыше 40%).

Ново-Алексеевский грабен (авлакоген) простирается в пределы Прикаспийской впадины с широты Оренбургского поднятия до центральной части впадины и отделяет систему поднятий восточной бортовой зоны от центра впадины. Согласно геофизическим данным фундамент в исследуемом районе делится системой тектонических разломов меридионального направления на Кобландинский, Тамдинский и Соркольский выступы, северо-западнее исследуемой территории выделяется Карачаганакский выступ (Рис. 1).

Тамдинский и Соркольский выступы сопряжены с Ново-Алексеевским прогибом, который является юго-западным продолжением Предуральского прогиба в пределы Прикаспийской впадины (Юдахин и др., 2003; Даукеев и др., 2002; Клещев, Шеин, 2002).

Блок, к которому приурочено Кобландинское поднятие, с севера ограничен Соль-Илецким выступом по субширотному Троицкому разлому на востоке граничит с Тамдинским выступом, на западе субмеридиональным тектоническим нарушением блок отделен от Карачаганакского поднятия. Минимальная отметка по поверхности фундамента равна 8,0 км. Тамдинское поднятие представляет собой крупный положительный структурный объект, минимальная глубина залегания фундамента составляет 8,0 км.

Юго-восточная зона исследуемой территории является фактически северным окончанием Астраханско-Актю-

бинской системы поднятий, где по фундаменту выделен Соркольский выступ. Минимальная отметка горизонта «Ф» составляет 7,0 км.

В Ново-Алексеевском прогибе глубина до фундамента колеблется с севера на юг от 10,0 км до 13,0 км. От Соркольского блока он отделяется Южным Ново-Алексеевским разломом северо-восточного простираения. Согласно проведенным построениям, наиболее крупные по размерам и максимально приподнятые положительные структурные элементы по горизонту «Ф» наблюдаются в северо-западной и юго-восточной части исследуемого района. В осадочном чехле выделяются три основных структурно-тектонических яруса – докунгурский, кунгурско-пермотриасовый и мезокайнозойский.

В структурном плане по отложениям докунгурского палеозоя четко выделяются четыре характерные зоны, различающиеся по генезису, литологическим особенностям и мощностям, что свидетельствует о значительной динамичности земной коры. Это – Кобландинско-Тамдинская, Шыракская и Бестау-Соркольская поднятые зоны и Ново-Алексеевская погруженная зона (Рис. 2).

В связи с этим, особенности тектоники и структурную позицию этих объектов целесообразно рассматривать дифференцированно.

Кобландинско-Тамдинская зона

Зона является элементом северной внутренней прибортовой зоны Прикаспийской впадины и в региональном плане входит в состав Волгоградско-Оренбургской системы моноклиналей, замыкая ее на востоке – северо-востоке.

В структурном плане это типичная моноклираль, осложненная несколькими локальными структурами, которая служит промежуточным структурным элементом между Централно-Прикаспийским прогибом и северо-восточной частью северного борта Прикаспийской впадины. Простираения структур контролируются Илекским и Троицким разломами.

Кобландинско-Тамдинская зона располагается в северо-западной части изучаемого района и по существующим довольно распространенным схемам структурно-тектонического районирования докунгурского палеозоя является юго-восточным замыканием Карачаганак-Кобландинской зоны поднятий. Она отделяется от Карачага-

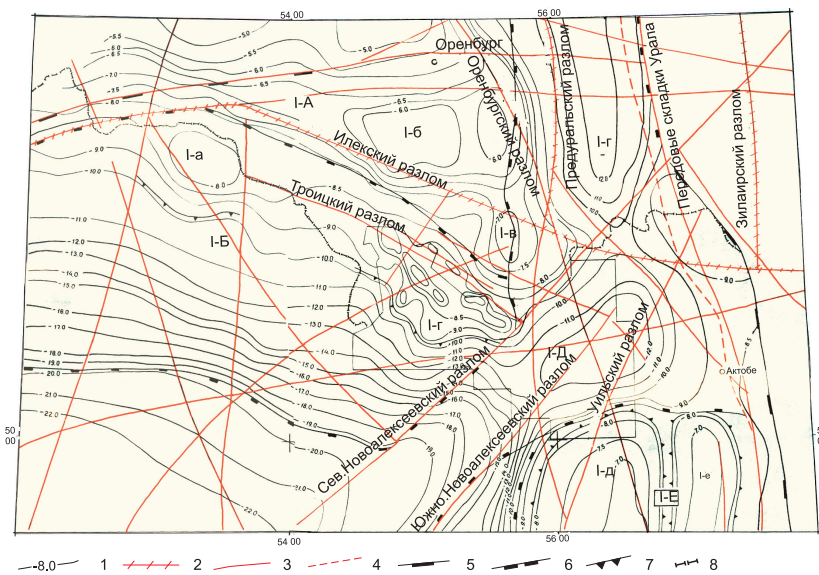


Рис. 1. Карта структурно-тектонического районирования фундамента северо-востока Прикаспийской впадины (Даукеев и др., 2002). 1 – изогипсы поверхности фундамента, км; 2 – линияментные зоны, соответствующие зонам глубинных разломов по данным дешифрирования КС; 3 – основные линияменты, соответствующие региональным разломам; 4 – разломы по геологическим и сейсмическим данным; 5 – граница Прикаспийской впадины; 6 – границы крупных структурных элементов; 7 – границы средних структурных элементов, 8 – государственная граница. Крупные структурные элементы: I-Прикаспийская впадина, I-A – Север-северо-западная бортовая зона, I-B – Волгоградско-Оренбургская система моноклиналей, I-B – Центрально-Прикаспийский прогиб, I-Г – Предуральский прогиб, I-Д – Новоалексеевский прогиб, I-Е – Астраханско-Актюбинская система поднятий. Средние структурные элементы: I-a – Карачаганакское поднятие, I-b – Соль-Илецкий выступ, I-в – Каменный выступ, I-г – Кобланды-Тамдинский выступ, I-д – Ащикольское поднятие, I-е – Енбекское поднятие.

накского участка серией разломов различной протяженности и отличается от него характером разреза докунгурского палеозоя (Рис. 2), поэтому, выделение самостоятельной Кобландинско-Тамдинской зоны поднятий, без включения в нее Карачаганакского участка, в свете современных представлений о геологическом строении северо-востока Прикаспийской впадины представляется более обоснованным. Моноклиальный склон, на котором расположены поднятия Кобланды и Тамды, по глубинному Троцкому разлому граничит на севере с Соль-Илецким сводом, на юго-западной периферии которого во внутренней прибортовой части Прикаспийской впадины в пределах Российской Федерации пробурены скважины Каинсайская 1 и Буранная 1 с глубинами 6516 м и 6506 м, соответственно, и Вершиновская № 501, глубиной 7005 м, вскрывшие отложения до среднего и верхнего девона включительно. Вершиновская скважина, расположенная к северу от поднятия Тамды, вскрыла отложения среднего и нижнего карбона. Скважина Кобланды-3, глубиной 6734 м, вскрыла отложения нижней перми, карбона и девона.

Подсолевые отложения здесь характеризуются четким северо-западным «прибортовым» простирианием и общим погружением в юго-западном направлении в сторону Центрально-Прикаспийского прогиба.

Кобландинская и Тамдинская структуры имеют близ-

кую к брахиантиклинальной форму, вдольбортовую ориентировку с юго-востока на северо-запад, размеры соответственно 22×6 км и 30×10 км по кровле подсолевых отложений, амплитуды в пределах 200 – 300 м, глубину кровли подсолевого комплекса в пределах 5900 м (Тамды) – 6100 м (Кобланды).

Зона по подсолевым отложениям по северному Ново-Алексеевскому разлому ограничена на юго-востоке Ново-Алексеевским прогибом, а на юго-западе – Центрально-Прикаспийским прогибом по довольно протяженному субширотному разлому. Кровля подсолевого комплекса погружается в южном направлении до 6.8 км и 8.0 км. Суммарная мощность подсолевых отложений составляет 1.0 км – 1.2 км, увеличиваясь в юго-западном направлении за счет нижних секций осадочного чехла. Особенности строения Кобландинско-Тамдинской зоны позволяют отнести ее к перспективным на нефть и газ объектам.

Ново-Алексеевский прогиб

Прогиб является элементом ответвления Предуральского прогиба, распространяясь далее на юг в пределы Прикаспийской депрессии. Он делит изучаемую территорию на западную и восточную части, отделяя Кобланды-Тамдинскую от Шыракской и Бестау-Соркольской зоны по Северному и Южному Ново-Алексеевским разломам. В структурном плане это субмеридиально ориентированный прогиб с пологим восточным и более крутым западным бортами, выполненный мощной толщей подсолевых отложений. К одной из особенностей этого прогиба относится присутствие в разрезе пород нижнедевонского и рифей-нижнепалеозойского возрастов, заполняющих палеограбен. Глубина от бортов к наиболее погруженным час-

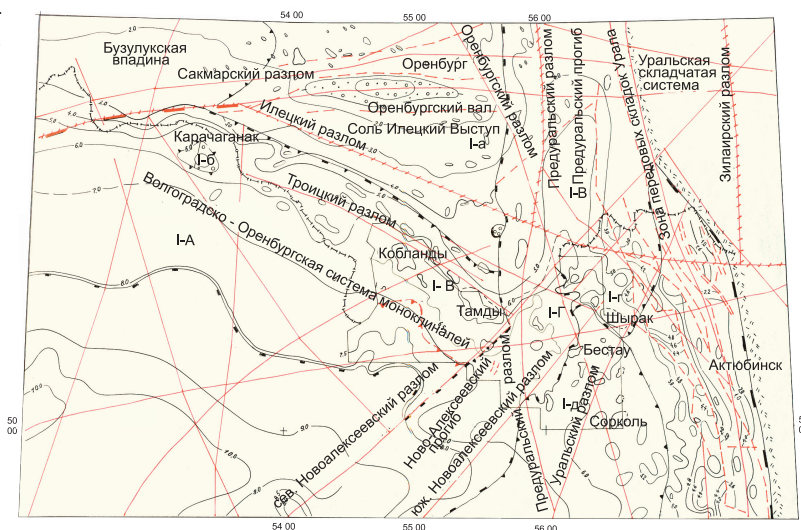


Рис. 2. Схема структурно-тектонического районирования подсолевого комплекса. Крупные структурные элементы: I-Прикаспийская впадина, I-A – Волгоградско-Оренбургская система моноклиналей, I-B – Центрально-Прикаспийский прогиб, I-B – Предуральский прогиб, I-Г – Ново-Алексеевский прогиб. Средние структурные элементы: I-a – Соль-Илецкий выступ, I-b – Карачаганакское поднятие, I-в – Кобландинско-Тамдинская зона Волгоградско-Оренбургской системы моноклиналей, I-г – Шыракская зона (южное замыкание Предуральского прогиба), I-д – Бестау-Соркольская зона (северное замыкание Восточной бортовой зоны). Усл. обозн. см. рис. 1.

тям изменяется в пределах 6,3 км до 7,0 км.

Указанный прогиб фиксируется по всей докунгурской секции осадочного чехла и находит отражение в строении соляных гряд и разделяющих их межкупольных зон, которые имеют близкую к подсолевым отложениям субмеридиональную ориентировку.

Восточный борт прогиба также имеет четкое структурное ограничение в виде системы пограничных локальных структур, характеризующихся «Уральской» или близкой к ней ориентировкой и отличным от Кобландинско-Тамдинской зоны типом подсолевого разреза. Сейсмические материалы по характеру волновой картины позволяют предполагать, что часть этих локальных структур представляют собой органогенные постройки в отложениях нижней перми и карбона и являются весьма перспективными в нефтегазоносном отношении.

Шыракская поднятая зона

На крайнем северо-востоке изучаемого района в зоне Предуральского прогиба выделяется Шыракская зона, которая по особенностям разреза докунгурской толщи резко отличается от Кобландинско-Тамдинского блока и НовоАлексеевского прогиба. К главным различиям этой зоны относится увеличенный стратиграфический диапазон и мощность подсолевых отложений, в объеме P_1 - P_3 превышающая 3,5 км. При этом, наряду с увеличением мощности среднедевонско-нижнепермской части чехла, увеличение происходит и за счет появления в составе чехла нижнепалеозойских отложений.

Другой важной особенностью является характерный рисунок записи на сейсмических профилях, позволяющий предполагать наличие органогенных построек в нижнедевонско-раннепермской секции осадочного чехла.

Основными критериями предположения о существовании рифовых тел в данном районе являются: характерная волновая картина в зонах предполагаемых рифовых массивов (разрастания Δt между горизонтами, отсутствие регулярной сейсмической записи в самих массивах, ложные антиклинальные перегибы в подрифовых горизонтах); складки облекания рифов вышележающими породами; положительные аномалии в поле силы тяжести (график Пангеи); повышенные скорости распространения упругих колебаний в рифовых телах по отношению к вмещающим породам.

Прогнозируемые здесь органогенные постройки отличаются большим разнообразием формы и размеров.

Для всех органогенных построек независимо от их размеров характерна пространственная обособленность, т.е. существование явного литологического отличия от вмещающих пород. Это позволяет выделять и оконтуривать органогенную постройку как геологическое тело. Форма тела может колебаться от плоской, почти пластообразной, до почти геометрически правильной. Наиболее обычны куполообразные, холмоподобные тела (Волчегурский, 1987). Примером может служить поднятие Шырак, которое осложнено двумя вершинами и имеет северо-западное простираие, словно замыкается изогипсой 5,8 км, минимальная глубина 5,4 км.

Его расположение в Предуральском прогибе позволяет предполагать, что здесь будет широко развит тип локальных в том числе рифогенных структур, детально изученных от Башкортостана до Оренбургской области вклю-

чительно. Практически по всему докунгурскому палеозойскому разрезу в Предуральском прогибе присутствуют биогермные фации. В пределах Шыракской зоны имеются крупные локальные структуры, которые требуют доизучения сейсмическими исследованиями.

По перечисленным геологическим параметрам Шыракская поднятая зона является весьма перспективной для поисков газоконденсатных залежей с возможными нефтяными оторочками (подушками). По данным сейсмороведческих работ здесь уверенно выделяются разрывные нарушения, которые с высокой долей вероятности могут представлять систему надвигов.

Уточнение геологического строения Шыракской поднятой зоны имеет важное значение не только для более точных представлений о структуре и тектонике района, но и для более обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности.

Бестау-Соркольская зона

Зона занимает северную часть внутренней восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Суммарная мощность подсолевого разреза здесь составляет 2,0 – 2,5 м, т.е. она несколько увеличена в сравнении с Кобландинско-Тамдинской зоной и сокращена в сравнении с Шыракской. Глубины до кровли подсолевых отложений составляют 5,5 км – Сорколь, 5,9 – 6,0 км – Бестау, 5,8 км – Дамба, 6,0 км – Аккудук Северный. Размеры колеблются от 8,0 км до 12,0 км по длинной оси и, примерно, 4,0 км в поперечнике. Структуры этой зоны по подсолевым отложениям характеризуются субмеридиональной ориентировкой вдоль восточного борта.

По характеру записи на сейсмических профилях можно наметить признаки органогенных построек, но их количество меньше, чем в Шыракской зоне.

Эти рифогенные постройки, наблюдающиеся в различных подразделениях подсолевого разреза, безусловно должны рассматриваться в качестве первоочередных поисковых объектов. Ранжирование Бестау-Соркольской зоны по степени перспектив нефтегазоносности ставит ее вслед за Шыракской зоной.

При анализе сейсмических данных в подсолевом разрезе Бестау-Соркольской поднятой зоны, особенно в его нижних секциях, уверенно выделяются разрывные нарушения, которые можно рассматривать в виде субмеридиональной и меридиональной систем нарушений. Они в значительной мере контролируют ориентировку локальных структур. Ряд нарушений выделяется в виде надвигов по вектору «восток-запад».

В результате проведенных исследований уточнено глубинное геологическое строение района, который в тектоническом плане расположен в пределах северо-восточной части внутренней прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Выступам фундамента соответствуют поднятия по подсолевым отложениям (Науки о земле в Казахстане, 2008). По структурной позиции, особенностям тектоники и подсолевого разреза исследуемый район делится на Кобландинско-Тамдинскую, Шыракскую, Бестау-Соркольскую поднятые зоны и Ново-Алексеевскую погруженную. Кровля подсолевых отложений в пределах поднятий Кобландинско-Тамдинской зоны по данным бурения (Кобланды) и МОГТ (Тамды) залегает на глубинах соответственно 6,1 км и 5,9 км, в пределах Шыракской – 5,4 – 5,9 км, Бес-

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ БИТУМОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ УФИМСКОГО И КАЗАНСКОГО ЯРУСОВ

В статье приводятся данные, свидетельствующие о различии геохимических и других гидрогеологических размещений залежей природных битумов в отложениях уфимского яруса на западном склоне Южно-Татарского свода и казанского яруса на восточном борту Мелекесской впадины. Рассмотрены возможные поисковые показатели для выявления залежей битумов в уфимских и казанских отложениях.

Ключевые слова: гидрогеологические условия, залежи битумов, поисковые показатели.

На территории Республики Татарстан основные залежи природных битумов приурочены к уфимскому ярусу нижнего и казанскому ярусу среднего отделов пермской системы, в тектоническом отношении они распространены, соответственно, на западном склоне Южно-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины (Абдуллин и др., 1979; Муслимов и др., 1995).

На западном склоне Южно-Татарского свода залежи битумов связаны с песчаной пачкой шешминского горизонта уфимского яруса. Пачка сложена мелко- и среднезернистыми песками и песчаниками разной степени цементированности с маломощными пропластками алевролитов. В кровле пачки, на контакте с перекрывающими их «лингуловыми глинами» нижнеказанского подъяруса, отмечаются прослойки сильно известковистого песчаника. Ниже этого прослоя песчаная пачка сложена слабосцементированными и рыхлыми песчаниками и песками. К

этому интервалу приурочены основные продуктивные битумонасыщенные части залежей.

На восточном борту Мелекесской впадины залежи битумов приурочены к карбонатным и терригенным пластам-коллекторам казанского яруса средней перми, переслаивающимися с глинистыми и сульфатными породами. Основные скопления природных битумов выявлены в камышлинском и барбашинском горизонтах нижнеказанского подъяруса и серии «ядре́ный камень» верхнеказанского подъяруса. Кроме того, битумы встречаются в породах вышележающих серий верхнеказанского подъяруса. Камышлинский горизонт (нижнекамышлинские слои) сложен в основном органогенно-обломочными карбонатными породами, а также песчаниками и алевролитами. В междуречье Большого и Малого Черемшана нижнекамышлинские слои сложены известковистыми глинами и доломитами. Барбашинский горизонт (верхнекамышлинские слои)

Окончание статьи А.М. Джамикешова, И.К. Керимовой «Глубинное строение подсолевых отложений северо-востока Прикаспийской впадины»

тау-Соркольской 5.5 – 6.0 км. В Ново-Алексеевском прогибе глубина до кровли подсолевых составляет 6.3 – 7.0 км, увеличиваясь в южном направлении. Во всех зонах прогнозируются органогенные постройки и перспективы нефтегазоносности оцениваются как высокие.

Литература

Юдахин Ф.Н., Щукин Ю.К., Макаров В.И. Глубинное строение и современные геодинамические процессы в литосфере Восточно-Европейской платформы. Екатеринбург: УрО РАН. 2003. 300.

Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. *Нефть и Газ*. Т.3. 2002. 248.

Клещев К.А., Шеин В.С. Современное состояние геодинамических основ прогноза поисков и разведки нефти и газа. *Геология нефти и газа*. 2002. №4. 2-9.

Волчегурский А.Ф., Космогеологическая характеристика типовых регионов СССР, Прикаспийская впадина. *Космогеология СССР*. Под редакцией Брюханова В.Н., Межеловского Н.В. М: Недра. 1987. 138-155.

Науки о земле в Казахстане. Казахстанское геологическое общество «КазГео». *Доклады МГК-33*. Алматы. 22. 2008. 264-269.

A.M. Jamikeshov, I. K. Kerimova. **Deep structure of the northeast pricaspian basin pre-salt deposits.**

The studies conducted resulted in refinement of deep geologic framework of the region, which tectonically is located within the northeast part of the Pricaspian basin inner near the side zone. By

structural position and tectonic and pre-salt section features, the region being studied is separated into Koblandinski-Tamdinski, Shirakski, Bestau-Sokrolski uplifted zones and Novo-alexeevski embedded structure. All zones are expected to carry biogenic structures and to be of high petroleum potential.

Key words: Pricaspian basin, deep structure, pre-salt section, biogenic structures, structures, tectonics, geologic section, Koblandinski-Tamdinski, Bestau Sorkolski, Shirakski, zones, Novo-Alexeevski embedded structure, Pre-Ural downfold.

Арман Мухитович Джамикешов

Ген. директор ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч». Научные интересы: внедрение новых информационных технологий в области геологии, разведки и разработки.

060000, Республика Казахстан, г Атырау, ул.Хакимова, д.4. Тел.: 8(7122)35-51-33/35-59-23.

Ираида Корнельевна Керимова

к.г.-м.н., начальник тематической группы комплексной интерпретации ОП «Спецгеофизика». Научные интересы: глубинное строение и перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины.

125481, Москва, ул. Фомичевой, д.7, корп.1, кв.51.

Тел.: (495)492-79-63.

представлен глинами, известняками и песчаниками. Серия «ядренный камень» в бассейне рек Малый Черемшан и Большая Сульча сложена известняками и песчаниками. Вышезалегающие серии (пачки) верхнеказанского подъяруса представлены терригенно-карбонатными породами.

Геологические исследования, проведенные в Татарстане, показали преимущественное совпадение площадей распространения залежей тяжелых нефтей в каменноугольных отложениях и залежей битумов в пермских отложениях (Рис. 1). Большая часть пермских битумоскоплений сопровождается залежами нефти в карбоне. Это обстоятельство указывает на то, что битуминозность пермских отложений обеспечивалась за счет вертикальной миграции углеводородов из каменноугольных пород (Муслимов, Войтович, 1999). Залежи битумов представляют собой разрушенные нефтяные, поэтому пермские битумы и каменноугольные нефти принадлежат к одному геохимическому типу.

В пространственном распределении битумоскоплений существенную роль сыграл гидрогеологический фактор.

Прежде всего – наличие в пермских отложениях плотных пород, являющихся водоупорами и нефтеупорами, а значит, покрывками, контролирующими положение залежей битумов в геологическом разрезе.

Первым серьезным препятствием на пути вертикальной миграции нефти из каменноугольных отложений в пермские на территории западного склона Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины являлись плотные доломиты, ангидриты и гипсы, залегающие в тастубском горизонте сакмарского яруса нижней перми. Тастубский горизонт у гидрогеологов традиционно считается региональным водоупором, разделяющим зоны активного и затрудненного водообмена. Однако по материалам бурения более чем 9 тысяч структурных скважин на востоке Татарстана в 41% скважин в нижнепермских отложениях отмечаются закарстованные породы (Хисамов и др., 2007). Тастубская толща сильно закарстована, нередко до самой подошвы, в пределах обширных площадей Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины. Особенно сильная закарстованность пород тастубского горизонта зафиксирована в бассейне р. Шешмы (Геология Татарстана, 2003). На некоторых участках в тастубском горизонте встречаются спорадически

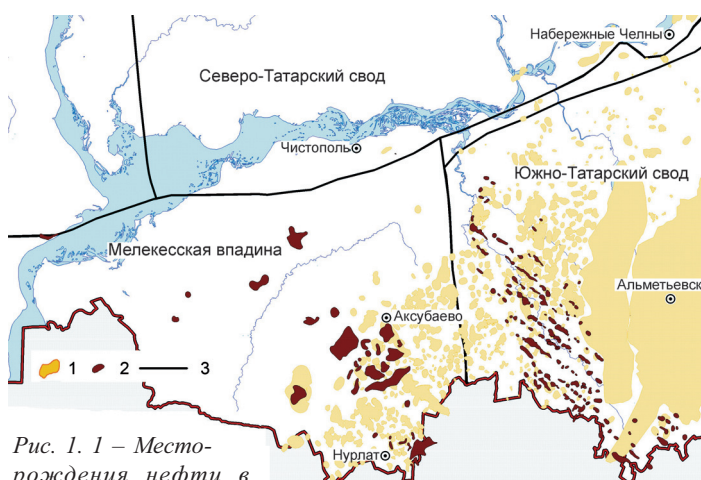


Рис. 1. 1 – Месторождения нефти в карбоне; 2 – Месторождения природных битумов; 3 – Границы тектонических элементов 1 порядка.

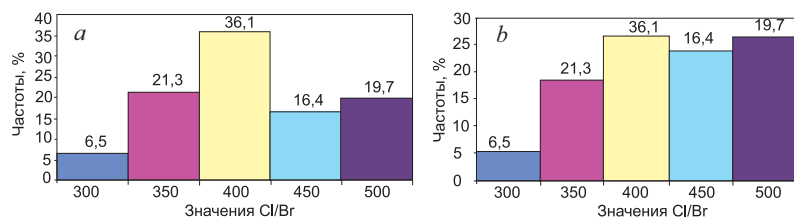


Рис. 2. Гистограмма распределения частоты значений коэффициента CI/Br : а – для подземных вод верхне-, среднекаменноугольных и окско-серпуховских отложений, б – для подземных вод казанского яруса, Мелекесская впадина, восточный борт.

рассеянные водоносные линзы (Афанасьев, 1956). Таким образом, трещиноватые зоны и карстовые каналы в галогенных и карбонатных породах тастубского горизонта могли служить путями для вертикальной миграции глубинных рассолов и нефти в верхние горизонты разреза.

Выше тастубского горизонта выдержанные в пространстве водоупоры отсутствуют вплоть до плотных «лингуловых глин» в нижней части нижнеказанского подъяруса. В силу значительной литофациальной изменчивости отложений уфимского яруса, в них имеются лишь невыдержанные по разрезу и в пространстве слои и линзы глин и алевролитов. Шире распространены «лингуловые глины», отсутствующие лишь на территории западного борта Мелекесской впадины и западнее её (Хисамов и др., 2007). «Лингуловые глины» служат покрывкой для залежей битумов в уфимском ярусе, приуроченных к западному склону Южно-Татарского свода. В то же время они не явились препятствием для миграции углеводородов в отложения казанского яруса на территории восточного борта Мелекесской впадины, где размещение залежей битумов контролируется в основном мощными глинистыми толщами уржумского и татарского ярусов. Плотные сульфатно-карбонатные глинистые породы серий «подбой» и «шиханы» верхнеказанского подъяруса являются покрывками только локального значения.

То обстоятельство, что «лингуловые глины» на западном склоне Южно-Татарского свода являются покрывкой для залежей битумов, а на восточном борту Мелекесской впадины они эту роль не выполняют, представляет собой интерес, и этот факт требует аргументированного объяснения. Для этого необходимо детальное изучение «лингуловых глин» (минеральный состав, мощность, литологические «окна» и др.) на всей территории распространения залежей битумов.

Отсутствие значительных скоплений битумов в отложениях казанского яруса на западном склоне Южно-Татарского свода, возможно, объясняется и чисто гидрогеологическими факторами. В отличие от восточного борта Мелекесской впадины казанские отложения в этом районе находятся в зоне активного водообмена, которая является неблагоприятной для сохранения залежей битумов. Зона активного водообмена находится преимущественно выше эрозионного вреза местной речной сети и характеризуется высокими скоростями движения подземных вод в сторону рек и небольшой их минерализацией. Полоса сильно разрушенных битумоскоплений прослежена в юго-восточной части Ашальчинской битуминозной зоны, где они часто обнажаются по берегам рек Шешма и Зай, и залегают на 20 – 50 м выше местных базисов эрозии, а у дневной поверхности (в районе Шугурово) встречаются

вязкие и полутвердые битумы (Хисамов и др., 2007). Эти примеры относятся к залежам битумов в уфимском ярусе. В вышезалегающих казанских отложениях условия для сохранения залежей битумов, естественно, еще более неблагоприятные.

Химический состав подземных вод, сопутствующих залежам битумов, в уфимском ярусе (западный склон Южно-Татарского свода) и казанском ярусе (восточный борт Мелекесской впадины) резко различен.

Воды битумных залежей, приуроченных к уфимским отложениям, являются гидрокарбонатными натриевыми, реже – сульфатными натриевыми, с минерализацией 2 – 6 г/л, высоким содержанием сероводорода (до 335 – 640 мг/л), органических веществ (в пересчете на общий углерод до 40 – 55 мг/л), аммония (до 6 – 11 мг/л). Появление гидрокарбонатных натриевых (содовых) вод исследователи (Анисимов, Ибрагимов, Гилязова, 1996; Хисамов и др., 2007) связывают с процессами биохимического взаимодействия сульфатных вод с углеводородами, в результате которых образуется сероводород и выпадает кальцит. Окислителем служат сульфаты пластовых вод нижнепермских отложений. По данным Казанского университета, содержание кальцита в продуктивных песчаниках увеличивается сверху вниз. Выпадение кальцита в результате сульфатредукции приводит к запечатыванию битумной залежи снизу и, в результате, к её гидродинамической изолированности от более минерализованных подземных вод нижезалегающих отложений.

Отмеченные выше особенности подземных вод битумных залежей в уфимских отложениях – содовый тип внутренних вод, высокое содержание сероводорода, обогащённость органическим веществом и аммонием, могут служить поисковыми признаками при выявлении скоплений битумов, но не во всех случаях. При залегании битумных залежей выше уреза местных рек сероводород, а, соответственно, и содовые воды не образуются. С другой стороны, гидрокарбонатные натриевые (содовые) воды могут образовываться под влиянием полевошпатовых песчаников (Афанасьев, 1956). Гидрокарбонатные натриевые воды встречены также в неогеновых отложениях в районе г. Казани, где залежи битумов заведомо отсутствуют (Малышева и др., 1965). В то же время внутриконтурные воды ряда битумных залежей (Кармалинская, Шешминская и др.), связанных с песчаниками шешминского горизонта, являются не содовыми, а сульфатно-натриевыми. Повышенное содержание органических веществ и аммония может быть связано не только с близким расположением залежей битумов, но и обусловлено литолого-геохимическими особенностями пород и другими геологическими факторами. На участках слабой защищенности пермских отложений от загрязнения сверху повышенное содержание органических веществ и аммония может быть связано с антропогенными факторами.

Более надежными поисковыми показателями для выявления битумных залежей в отложениях уфимского яруса на западном склоне Южно-Татарского свода являются наличие в разрезе пермских отложений гидрохимической инверсии и высокое содержание сероводорода. По данным автора (Гилязов, 2007), на территории распространения залежей битумов воды вышезалегающего казанского яруса являются более минерализованными (до 14,2 г/л) и

Геологический возраст	Средние значения			
	Минерализация, г/л	Хлорид-ион, г/л	Бром, мг/л	Коэффициент хлор/минерализация
Казанский ярус средней перми	33,9	17,3	42,8	0,43
Сакмарский ярус нижней перми	34,8	17,3	48,0	0,36

Табл. 1. Некоторые гидрохимические характеристики казанского и сакмарского ярусов.

содержащими повышенное количество хлоридов (до 6,4 г/л) и брома (до 19,8 г/л) по сравнению с водами битумных залежей уфимского яруса (минерализация до 5 – 6 г/л, содержание хлоридов до 0,8 г/л, брома до 2,1 г/л в среднем). Это противоречит общей закономерности, выявленной на территории Татарстана и заключающейся в увеличении сверху вниз по разрезу степени минерализации подземных вод, содержания в них хлоридов и брома. Наличие гидрохимической инверсии в разрезе пермских отложений на территории западного склона ЮТС может служить поисковым показателем для выявления в этом районе залежей битумов. В связи с этим рекомендуется проводить гидрохимическое опробование водоносных горизонтов казанского и уфимского ярусов при осуществлении буровых работ любого назначения.

Вторым поисковым показателем является очень высокое содержание сероводорода в водах уфимского яруса, которое на порядок выше, чем в водах нижезалегающего сакмарского яруса. Так, в районах нахождения битумных залежей (Ашальчинская, Чегодайская, Южно-Ашальчинская площади) количество сероводорода в водах битумосодержащих уфимских отложений достигает 450 – 640 мг/л, а в сакмарских отложениях тех же площадей оно не превышает 21 – 23,5 мг/л. Такая аномалия объясняется интенсивными процессами сульфатредукции, происходящими при взаимодействии сульфатных вод с углеводородами, в результате которых образуется значительное количество «вторичного» сероводорода.

Иными гидрогеологическими условиями характеризуются залежи битумов, приуроченные к отложениям казанского яруса на восточном борту Мелекесской впадины. На Арбузовской, Горской, Узеевской и других площадях, где битумные залежи приурочены к отложениям казанского яруса в центральной части и на восточном борту Мелекесской впадины, отмечены хлоридные натриевые воды с минерализацией до 40 – 50 г/л и выше (Анисимов и др., 1996). Концентрация сероводорода здесь меньше (не более 50 мг/л) чем в битумоносных отложениях уфимского яруса западного склона ЮТС, содержание гидрокарбонатов мало, процессы сульфатредукции менее интенсивны. Запечатанность битумных залежей снизу вторично кальцитизированными водонепроницаемыми песчаниками отсутствует.

По всем гидрогеологическим данным на территории восточного борта Мелекесской впадины существует активная гидродинамическая связь между водоносными горизонтами в казанских и нижезалегающих сакмарских отложениях. Средние значения величин минерализации, хлоридов, брома, коэффициента хлор/минерализация для вод казанского и сакмарского ярусов практически совпадают (Табл. 1). Величины хлорбромного коэффициента для подземных вод казанского яруса аналогичны таковым для под-

земных вод не только сакмарского яруса, но и каменноугольных отложений (Рис. 2,3). Таким образом, на восточном борту Мелекесской впадины, характеризующимся повышенной тектонической активностью, наличием разломов и путей для вертикального перераспределения нефти, осуществляется активная гидродинамическая связь между водоносными горизонтами карбона и перми. Здесь происходит внедрение рассолов хлоркальциевого типа с повышенным содержанием брома из каменноугольных отложений в пермские. В результате количество брома в водах казанских отложений может достигать 63 – 69 мг/л (Узеевская, Горская битумные залежи), тогда как в подземных водах зоны активного водообмена фоновое значение брома обычно не превышает 0,5 – 1,0 мг/л. На рассматриваемой территории имеются благоприятные условия для миграции углеводородов из каменноугольных отложений в пермские.

Наличие битумов в казанском ярусе указывает на надежность в некоторых случаях водонефтеупора «лингуловые глины». В связи с этим на территории восточного борта Мелекесской впадины в качестве наиболее перспективных для выявления залежей битумов следует рассматривать участки, в геологическом разрезе которых отмечается меньшая мощность, более высокие фильтрационные характеристики и повышенная трещиноватость «лингуловых глин», что могло привести к возможности миграции углеводородов из каменноугольных отложений в среднепермские. Поэтому при осуществлении буровых работ любого назначения рекомендуется проводить всестороннее изучение пачки «лингуловых глин», залегающих в нижней части нижнеказанского подъяруса.

Что касается сероводорода, то данные по его содержанию в водах казанских и сакмарских отложений малочисленны, и поэтому для территории Мелекесской впадины его вряд ли можно считать прямым поисковым показателем для залежей битумов. Единичные анализы, выполненные для района Горской битумной залежи, показали, что количество сероводорода в битумоносных казанских отложениях ненамного выше, чем в нижезалегающих сакмарских образованиях (31-41 мг/л против 22 мг/л). На территории Мелекесской впадины сероводород в подземных водах казанского яруса может, вероятно, служить в качестве поискового признака в случаях существенного превышения (на порядок выше) содержания сероводорода в водах казанского яруса над его количеством в водах нижезалегающих отложений. В этой связи представляет интерес район г. Булгара, на западном борту Мелекесской впадины, где в маломинерализованных хлоридно-сульфатных водах верхнеказанского подъяруса (скв. 1 М), на глубине 120 – 180 м обнаружен сероводород в количестве 96,7 – 134 мг/л.

Выводы

1. Различия в гидрогеологических условиях размещения залежей битумов в отложениях уфимского и казанского ярусов связаны прежде всего с различной степенью гидродинамической связи водоносных горизонтов нижне- и среднепермских отложений на западном склоне Южно-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины.

2. Гидродинамические условия определили специфические особенности химического состава подземных вод уфимского и казанского ярусов и протекающих в них био-

химических процессов на участках распространения битумных залежей.

3. На западном склоне Южно-Татарского свода поисковыми показателями для выявления залежей битумов в уфимских отложениях являются наличие в разрезе пермских отложений гидрохимической инверсии и высокое (на порядок выше, чем в нижезалегающих отложениях) содержание в водах сероводорода.

4. Для восточного борта Мелекесской впадины наиболее благоприятными для выявления залежей битумов в казанском ярусе будут участки, на которых по геолого-геофизическим данным (характеристика керна, данные каротажа) «лингуловые глины» не являются надежным водонефтеупором.

Литература

- Абдуллин Н.Г., Аминов Л.З. и др. *Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области*. Том III. Татарская АССР. М. Недра. 1979.
- Анисимов Б.В., Ибрагимов Р.Л., Гилязова Ф.С. Подземные воды пермских битумных месторождений Республики Татарстан. *Сборник: «Пермские отложения Республики Татарстан»*. Казань. «Экоцентр». 1996. 236-241.
- Афанасьев Т.П. Подземные воды Среднего Поволжья и Прикамья и их гидрохимическая зональность. Изд. АН СССР. М. 1956.
- Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника. Колл. авт. Москва. ГЕОС. 2003.
- Гилязов Т.Р. Гидрохимические особенности залежей битумов западного склона Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины. *Мат-лы науч.-практ. конф.: «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов»*. Казань. «ФЭН». 2007. 175-176.
- Мальшева О.Н., Нелидов Н.Н., Соколов Н.Н., Каштанов С.Г. Геология района г. Казани. Изд. Казанского университета. 1965.
- Муслимов Р.Х., Тахаутдинов Ш.Ф., Васясин Г.И. и др. Мониторинг природной среды при разработке битумных залежей. Казань. «Мониторинг». 1995.
- Муслимов Р.Х., Войтович Е.Д. Геологические условия размещения пермских природных битумов на территории Татарстана. *Труды науч.-практ. конф.: «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений»*. Том II. Казань. Экоцентр. 1999. 20-24.

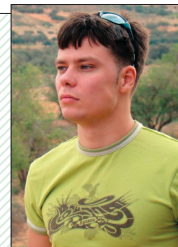
T.R. Gilyazov. Hydrogeological conditions of bitumen accumulation disposition in the Ufimian and Kazanian stage deposits.

The article provides information on the difference of geochemical and other hydrogeological disposition of natural bitumen accumulations in the Ufimian stage on the western slope of the South - Tatarian dome and of the Kazanian stage and on the eastern bead of Melekes depression. The article also considers possible exploration indicators for the discovery of bitumen accumulations in the Ufimian and Kazanian deposits.

Key words: hydrogeological conditions, bitumen accumulations, exploration indicators.

Тимур Рустамович Гилязов

Геолог-геофизик филиала ОАО «Татнефть» в Ливии, аспирант Казанского федерального университета. Научные интересы: геологическое моделирование, интерпретация данных скважинной геофизики, поиск и разведка битумных месторождений.



Ливия, Триполи, ул. Абу Мишмаша. Тел.: +218 (21)444-29-58, 333-39-46, 333-79-58. Факс: +218 (21) 333-76-67.

ПРОГНОЗ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ В ПОДСОЛЕВЫХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ОБРАМЛЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В статье представлен прогноз лито-фациальных неоднородностей в подсолевом комплексе отложений в пределах Кобландинско-Тамдинском структурно-тектоническом блоке внутренней прибортовой зоны северо-восточной части Прикаспийской впадины по данным глубокого бурения на смежных территориях и подсолевой скважины Коб-3. Скважина Коб-3 пробурена на поднятии Кобланды по результатам сейсморазведочных исследований МОГТ 2Д. Разрез скважины вскрыл прогнозируемые ранее карбонатные, карбонатно-терригенные подсолевые отложения.

Ключевые слова: лито-фациальные неоднородности, фации, геологический разрез, карбонаты, терригены, доломиты, коллектора, подсолевые отложения, комплексы, органогенные постройки, рифы, Прикаспийская впадина.

В статье рассматривается прогноз литолого-фациальных неоднородностей подсолевых отложений внутренней и внешней прибортовых частей северо-восточного обрамления Прикаспийской впадины, в состав которой входит Кобландинско-Тамдинская структурно-тектоническая зона (Рис. 1). Важное научно-прикладное значение имеет прогноз литолого-фациальных неоднородностей по сейсмическим материалам, что является одним из основных условий для выделения на этапе интерпретации потенциально перспективных в нефтегазоносном отношении объектов. Наличие неоднородностей обусловлены, главным образом, дифференцированными тектоническими подвижками отдельных блоков фундамента и условиями седиментации. Эти факторы являются основными для формирования структурно-фациальных объектов (СФО).

Основой литолого-фациального анализа является исследование рисунка волновой картины на сейсмических разрезах. Однако, как известно, на качество прослеживаемости отражений от подсолевых горизонтов оказывают влияние такие факторы, как неоднородность покрывающего кунгурско-верхнепермского комплекса, наличие в разрезе локальных лито-фациальных объектов, сложная морфология поверхности соли, перепады скоростей в покрывающей толще, сложная геометрия распространения падающих и отраженных волн, значительное рассеивание энергии волн. Эти факторы усугубляют плохое качество отражений от подсолевых комплексов отложений, затрудняют их прослеживание и геологическую интерпретацию (Пилюфосов, 1986; Воцалевский и др., 1993).

В условиях исследуемой территории по сейсмическим материалам прогнозируются зоны сокращенных и увеличенных мощностей палеозойской толщи, возможно, вытянутые предположительно вдоль борта впадины согласно простиранию крупных тектонических блоков. Относительно возраста подсолевых отложений можно высказать лишь предположения на основании результатов бурения на смежных территориях. На поднятии Карачаганак скважинами вскрыты девонские отложения, в скважине Краснокутская 11 вскрыты отложения силура и ордовика. По

данным скважины Коб-3, пробуренной в пределах рассматриваемой площади на подсолевом поднятии Кобланды, подсолевой комплекс представлен карбонатными, карбонатно-терригенными, терригенными нижнепермскими, каменноугольными, девонскими отложениями (Рис. 2). Однако не исключено, что в наиболее погруженных зонах разрез представлен более древними отложениями палеозоя, предположительно, силура или ордовика.

В подсолевых палеозойских отложениях внутренней прибортовой зоны северо-восточного борта впадины, каковым является Кобландинско-Тамдинская зона, на отдельных участках отсутствуют верхний и большая часть среднего карбона. Размыв каменноугольных отложений указанной части геологического разреза фиксируется скважиной Коб-3 и скважинами в сторону Саратовской и Волгоградской областей.

Сокращается также мощность отложений нижней перми и появляется глинистость. В скважине Коб-3 отсутствуют карбонатные отложения башкирского яруса, являющиеся реперными в пределах Прикаспия.

На отдельных участках описываемой зоны в верхнем карбонатном надверейском комплексе доломиты доминируют над известняками и аргиллитами. Каменноугольная часть верхнего карбонатного комплекса размыва до верейского горизонта и нижнепермские отложения с размывом ложатся на верейский горизонт. Известняки здесь с различной степенью доломитизированы.

Нижний карбонатный комплекс часто представлен известняками доломитизированными, доломитами, аргиллитами. Наилучшие емкостные характеристики обусловлены вторичной доломитизацией и развитием трещин. Большая роль в образовании ловушек в карбонатах принадлежит процессам выщелачивания.

Кроме того, для разрезов описываемой зоны Прикаспийской впадины характерно также выпадение различных стратиграфических комплексов не только каменноугольных, описанных выше, но различных стратиграфических комплексов нижнепермских отложений. На фоне регионального распространения докунгурских нижнепермских

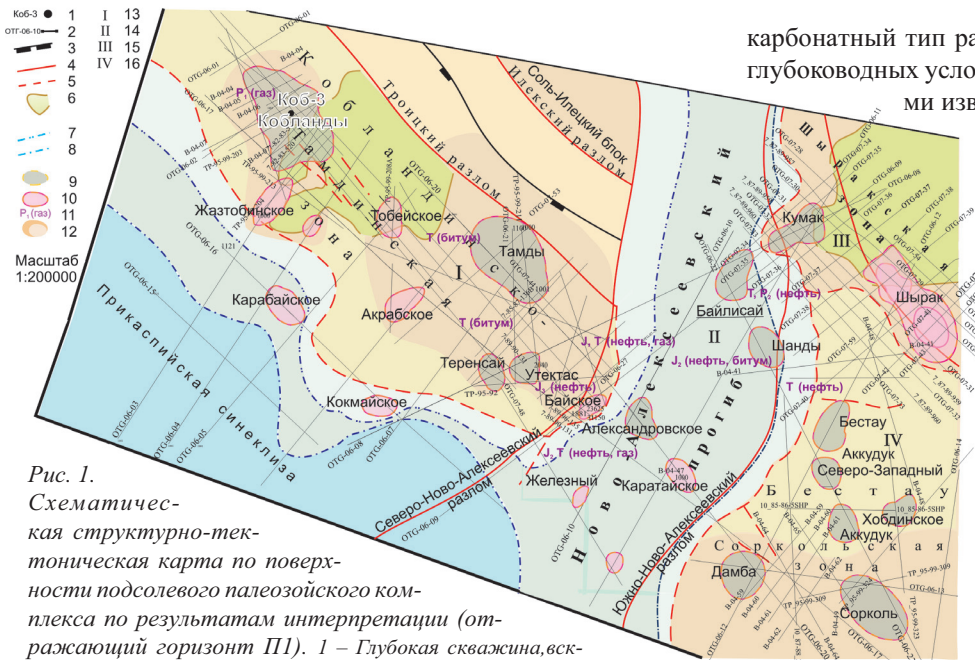


Рис. 1. Схематическая структурно-тектоническая карта по поверхности подсолевого палеозойского комплекса по результатам интерпретации (отражающий горизонт П1). 1 – Глубокая скважина, вскрывшая подсолевые отложения; 2 – Сейсморазведочные профили МОГТ 2Д; 3 – Граница Прикаспийской впадины; 4 – Глубинные разломы по данным геологии; 5 – Тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 6 – Зоны увеличения мощности среднедевонских нефтематеринских генерационных пород морского генезиса; 7 – Граница переходной шельфовой зоны по данным сейсморазведки; 8 – Граница переходной склоновой зоны по данным сейсморазведки; 9 – Ранее выделенные структурно-фациальные объекты (СФО); 10 – Вновь выделенные структурно-фациальные объекты (СФО); 11 – Участки нефтегазопроявления; 12 – Потенциально перспективные участки; 13 – Кобланды-Тамдинский участок Волгоградско-Оренбургской системы моноклиналей; 14 – Ново-Алексеевский прогиб(северо-восточная ветвь Центрально-Прикаспийского прогиба); 15 – Шыракский участок (южное замыкание Предуральского прогиба); 16 – Бестау-Соркольский участок (северное замыкание восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины).

осадков, прослеживаются зоны полного их отсутствия. На стратиграфическую полноту разрезов нижнепермских отложений существенное влияние оказал предкунгурский региональный размыв. В этом случае разрез нижнепермской подсолевой толщи представлен тремя типами комплексов: терригенными, карбонатными и терригенно-карбонатными. В северной прибортовой зоне в пределах Карачаганакского поднятия преимущественно распространены

Глубина	Система	Отдел	Ярус	Мощн.	Литологическая колонка	Глубина скважины	Пометры	Степень литологической однородности	
5800	Пермская	Нижний	Кунгурский						
6000									
6200									
6400									
6600	Девонская	Средний	D2ef	360					
6800									

В северной прибортовой зоне в пределах Карачаганакского поднятия преимущественно распространены

Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез по скважине Коб-3. Краткое литологическое описание пород: I – Переслаивание соли и ангидритов (~ 60×40%) с прослойками аргиллитов и доломитов, II – Переслаивание доломитов, известняков с тонкими прослойками аргиллитов, III – Переслаивание известняков, доломитов, в низах аргиллитов, IV – Доломиты с включениями местами прослоев известняков и тонких прослоек аргиллитов.

карбонатный тип разреза, образовавшийся в умеренно-глубоководных условиях, и представлен рифогенными известняками и вторичными доломитами

каменноугольно-ассельско-сакмарско-артинского возрастов. В Кобландинско-Тамдинской зоне распространен тип разреза, представленный более глубоководными глинисто-карбонатными породами. Кроме того, в зоне распространения кунгурских отложений на отдельных участках в нижнепермской подсолевой толще выделяются отражения от филлиповского горизонта, представленного сульфатно-галогенными отложениями (полигалитами). Таким образом, в пределах изучаемой территории прогнозируется смена карбонатной части нижнепермских подсолевых отложений на сульфатно-ангидрито-глинистые, перекрывающие карбонатные, частично, размытые каменноугольные отложения. Тем самым уменьшается перспективность нижнепермских отложений и возрастает потенциал каменноугольных. В целом карбонатную толщу нижнепермско-каменноугольной

формации здесь можно разделить на два комплекса – верхний и нижний, между которыми залегают маломощные терригенные, частично глинистые, отложения верейского горизонта среднего карбона. Мощность верейских отложений увеличивается в сторону впадины (Бекжанов и др., 2000; Даукеев и др., 2002).

Исходя из вышеизложенного следует, что карбонатно-рифогенные отложения нижней перми и карбона северовосточной внешней и внутренней прибортовых, а также более глубоких депрессионных зон впадины обладают наилучшими коллекторскими свойствами и являются наиболее перспективными для поисков залежей УВ. С карбонатно-рифогенным типом разреза нижней перми в северных бортовых зонах впадины связаны промышленные залежи нефтегазоконденсата и газоконденсата, крупнейшими из которых являются Карачаганак, Оренбургская, Нагумановская.

Не исключено наличие неразрушенных залежей УВ в девонских карбонатах (Науки о земле в Казахстане, 2008).

Литература

Бекжанов Г.Р., Кошкин В.Я., Никитченко И.И. и др. Геологическое строение Казахстана. Сб. док-ов 31-ого между. геол. конгресса. Бразилия. 2000. 362-364, 372.
 Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. М: Недра. 1993.
 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и Газ. Т.3. Ч.1. 2002. 33-42, 52, 77-78.
 Науки о земле в Казахстане. Казахстанское геологическое общество «КазГео». Доклады МГК-33. Алматы. 2008. 22, 264-269.
 Пилифосов В.М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Алма-Ата: Изд-во Наука КазССР. 1986. 182.

М.В. Кутленков, В.В. Лапаева, В.П. Мережин, Ю.А. Нефедьев
 Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта Казанского федерального университета, Казань
 m.kutlenkov@mail.ru

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ И ШИРОТНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ

В работе рассматривается анализ локальных колебаний земной коры и широтных наблюдений. Установлено, что широтные наблюдения содержат аномальные отклонения перед сильными землетрясениями. В среднем величины аномальных вариаций равны $0.10''$. Они не зависят от энергии землетрясения. Данные широтных наблюдений являются хорошим индикатором для изучения локального геодинамического явления. Имеется зависимость аномальных флюктуаций от времени.

Ключевые слова: земная кора, широтные наблюдения, локальные колебания.

Введение

Астрономические, геодезические и геофизические исследования показывают, что Земля и окружающее её пространство непрерывно меняют свою метрику. Это происходит по причине деформации и колебаний земной коры (Barkin & Ferrandiz, 2005; Mashimov, 1982). Причиной деформаций и колебаний земной коры являются движения по поверхности планеты как целых континентов, так и локальных тектонических плит, а также присутствие потоков разогретого вещества в недрах Земли. Все эти явления интенсивно изучаются. Специальные службы стремятся обнаружить предвестники возникновения крупных природных катаклизмов. Однако, не всегда эти службы достигают поставленной цели, так как они чаще лишь фиксируют, а не предсказывают появление такого катаклизма. Цель работы – объединение традиционных методов исследования с нетрадиционными. В качестве нетрадиционного метода исследования землетрясений будем использовать данные анализа широтных наблюдений.

Анализ широтных наблюдений и локальных флюктуаций Земной коры

Рассмотрим связь между небольшими по магнитуде землетрясениями, произошедшими в 1987–1989 гг. на территории России вблизи Астрономической обсерватории им. В.П.Энгельгардта и данными широтных наблюдений, выполненных в этой обсерватории. В указанный период

времени сейсмологическими станциями зафиксировано около 30 подземных толчков силой от 2 до 6 баллов. Наиболее значительные по силе толчки имели место 10 июня 1988 г., 16 июля 1988 г., 17 апреля 1989 г. и 11 ноября 1989 г. соответственно с магнитудами, равными 2.5, 2.7, 3.3 и 2.7.

В таблице даны изменения средних значений средней широты и погрешность их определения на определенный интервал времени. Границы интервалов подобраны так, чтобы можно было бы выделить изменения средней широты на некотором участке на кривой медленных непостоянных изменений средней широты. N – число средних широт, участвовавших в осреднении данного интервала.

Данные таблицы показывают, что за период 1978–1997 гг. средняя широта в 1987–1988 гг. была меньше её среднего значения за весь этот период наблюдений на $0.017''$, а после 1988 г. – на $0.007''$. По сравнению с периодом 1979–1986 гг. в 1987–1988 гг. средняя широта уменьшилась на $0.03''$, а после 1987 г. – на $0.02''$. Анализ кривой изменения средней широты за 1959–1997 гг., полученной в АОЭ, показал, что в течение 1973–1980 гг. средняя широта менялась незначительно. Её ощутимые изменения начались после 1980 года, что совпадает с началом проявления сейсмичности на территории, лежащей вблизи Астрономической обсерватории им. В.П.Энгельгардта. При этом наиболее значительные изменения средней широты (в сторону её уменьшения) происходили в 1987–1988 гг., что по времени предшествует датам наступления землетрясений.

Окончание статьи Ж.М.Чердабаева, А.В.Аглыамовой «Прогноз литолого-фациальных неоднородностей в подсольевых палеозойских отложениях...»

Zh.M. Cherdabaev, A.V. Aglyamova. Prediction of lithologic-facial nonuniformities within the Pricaspian basin borders northeast part pre-salt Paleozoic deposits.

Prediction of the pre-salt complex sediments lithologic-facial nonuniformities within Koblandinski-Tamdinski structural-tectonic block of the Pricaspian basin northeast part inner near the side zone based on its cross-border territories and Kob-3 pre-salt well deep drilling data. Well-3 was drilled on Koblandi high relying on results of 2D CDP seismic measurements. Carbonate and carbonate-terrigenous pre-salt deposits predicted formerly were penetrated by this well.

Key words: lithologic-facial nonuniformities, facies, geologic section, carbonates, terrigenous, dolomites, reservoir rocks, pre-salt deposits, complexes, organogenic structures, reef, well, Pricaspian basin.

Жаксен Магауиевич Чердабаев

Президент, главный исполнительный директор компании Оксидентал Ресорсиз Инк. Научные интересы: внедрение в производство новых технологий сейсморазведки с целью прогнозирования залежей углеводородов.

480000, Республика Казахстан, Алматы, Проспект Достык, д. 503Б, кв. Тел.: (727) 267-76-83.

Альмира Вазеевна Аглымова

Консультант группы проектов разведки, доразведки и анализа ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч». Научные интересы: сейсморазведка с целью поисков нефтяных и газовых месторождений в Прикаспийской впадине.

465020, Республика Казахстан, г. Атырау, пер. Хакимова, д.4. Тел.: (701) 225-59-97.

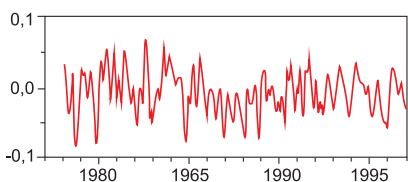


Рис. 1. Кривая неполярных изменений широты для 1978 – 1997гг.

После землетрясений средняя широта стала на $0.02''$ меньше прежнего. Анализ кривой на рисунке 1 показывает, что в ней присутствуют регулярные компоненты с периодами, равными 1.58, 1.13, 1.00, 0.59, 0.54, 0.50, 0.46 и 0.37 года. Амплитуды этих компонент в среднем не превышают значений $0.02''$. Их анализ показывает, что в 1985 – 1987 гг. за 2-3 года до момента наступления землетрясений, уже происходили значительные нарушения регулярности периодических компонент, что выразилось в резких изменениях значений их амплитуд и начальных фаз. Так, перед 1988 г. амплитуда короткопериодических вариаций неполярных изменений широты значительно уменьшилась, что видно на рис. 1.

Укажем ещё на одну особенность в изменениях широты, очевидно, связанную с землетрясениями. На рисунке 2 показана не сглаженная кривая колебания широты за 1978 – 1990 гг., построенная по наблюдаемым широтам, то есть, по нормальным точкам (черная линия). На этом же рисунке дана широта, вычисленная по координатам полюса (красная линия). Отличия между этими кривыми не являются случайными ошибками наблюдений. Вертикальными линиями указаны моменты наступления землетрясений на территории вблизи Астрономической обсерватории им. Энгельгардта. Наиболее сильные землетрясения (24.09.87, 19.09.88, 17.04.89, 11.11.89 и 28.10.91) имеют номера 10, 37, 40, 42 49. Имеются anomальные отклонения наблюдаемой широты перед каждым из этих землетрясений. Кроме того, имеется значительные отклонения наблюдаемой широты от вычисленной перед землетрясениями с номерами 1, 7, 54, 58 и 64. Все эти землетрясения имеют магнитуды больше чем 3.1 и энергетический класс более 9.5. В интервале 1984 – 1985 сильных землетрясений не было. По этой причине наблюдаемые и вычисленные широты достаточно хорошо согласованы. Время между видимыми anomальными флюктуациями и датами наступления землетрясений заключены в интервале от 1.5 до 5.7 месяцев. В среднем это значение равно трем месяцам для 10 событий. В среднем значения вариации anomалий равны $0.10''$. Они не зависят от энергии землетрясения, однако имеется зависимость anomальных флюктуаций от времени. Наиболее значительные отклонения были перед землетрясениями 1982, 1983, 1986 и 1988. После 1988 отклонения наблюдаемой широты от предвычисленной уменьшились. Необходимо отметить одну деталь в изменении широты явно связанную с землетрясениями. На рисунке 3 приводятся сглаженная линия флюктуаций широты для 1978 – 1990 построенная по наблюдаемым широтам (черная линия) и кривая изменения широты, предвычисленная по координатам полюса (красная линия). Моменты землетрясений, произошедших вблизи территории АОЭ, также обозначены вер-

Табл. Изменение среднего значения широты на определенном интервале времен.

Годы	N	Значения средней широты	Стандартное отклонение
1979.0-1997.0	181	20.3146''	0.0011''
1979.0-1986.9	80	20.3267''	0.0009''
1987.0-1988.9	20	20.2973''	0.0022''
1989.0-1997.0	81	20.3085''	0.0008''

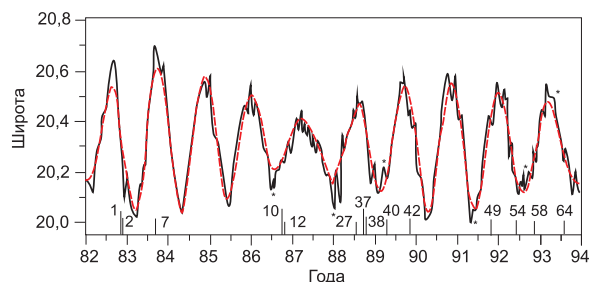


Рис. 2. Зависимость не сглаженной кривой широты с землетрясениями.

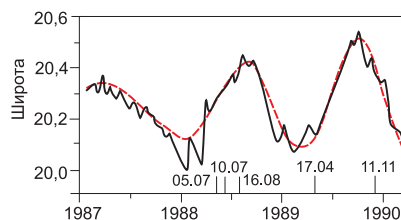


Рис. 3. Anomальные отклонения наблюдаемой широты от предвычисленного значения. Вертикальные линии – даты землетрясений в восточном регионе Татарстана.

тикальными линиями на рис. 3. Нетрудно видеть, что за 4-5 месяцев до указанных дат наступления каждого из землетрясений имели место резкие anomальные отклонения наблюдаемой широты от вычисленной. «Отколовшиеся» нормальные точки включают в себя 18-20 отдельных значений широт, что исключает случайный характер их отклонений. Также необходимо отметить, что непосредственно в моменты землетрясений наблюдается скачок вверх anomального отклонения наблюдаемой широты от вычисленной. Таким образом, астрономические методы исследования позволяют регистрировать не только сами землетрясения, но и предвестники наступления данного явления.

Заключение

Результаты исследований показывают, что данные служб широты служат неплохим индикатором изучения локальных геодинамических явлений. При этом регистрация по неполярным изменениям широты наступления слабого по магнитуде ($M \leq 2$) землетрясения, эпицентр которого располагается за несколько сотен километров от места расположения обсерватории, осуществляется уверенно. Она осуществляется на основе анализа anomальных изменений широты в разных спектральных интервалах: медленных и короткопериодических вариациях (за 2-3 года до наступления самого землетрясения), и нерегулярных anomальных отклонениях наблюдаемой широты от предвычисленной за 4-5 месяцев до наступления землетрясения.

Литература

Barkin, Y.V. & Ferrandiz, J.M. New results on study variations of the gravitational field, seismicity, and physical libration of the Moon. Trans. Sternberg State Astron. Inst. VLXXVIII, 7. 2005.
Mashimov, M.M. Planetary Theories to Geodesies. Moscow: Nedra. 1982. 263.

M.V. Kutlenkov, V.V. Lapaeva, V.P. Meregina, Yu.A. Nefed'ev. Analysis of seismic activity and latitude observations.

This paper presents investigations of the local fluctuations of the earth's crust using latitude observations data. Anomalous deflections of the observed latitude before earthquakes were installed. The average values of the anomalous variations are equal to $0.10''$. They do not depend on the earthquake power. Data of the latitude observations is a good indicator in studying local geodynamic phenomena. There is the time dependence of anomalous fluctuations.

Key words: earth's crust, latitude observations, local fluctuations.