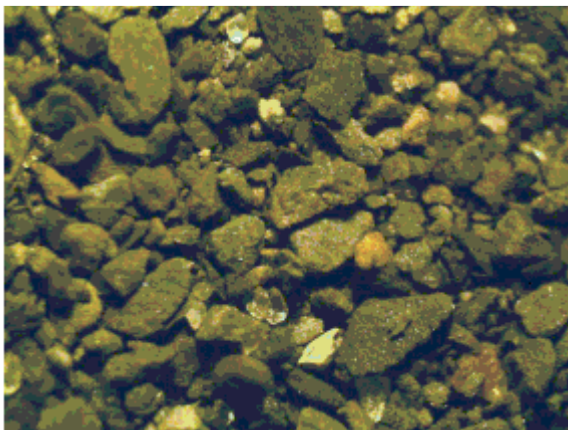


Ниже по разрезу отчетливо можно проследить породы абалакской и тюменской свит, представленные, по некоторым источникам [3], региональными флюидоупорами и генераторами нефти. Абалакская свита подстилает нефтематеринскую баженовскую толщу, и особенности состава слагающих ее пород способствуют миграции флюидов. Данный вопрос в настоящее время широко изучается и обсуждается. Породы абалакской (рис. 3) и тюменской свит (рис. 4) представлены темно-серыми глинами, аргиллитоподобными глинами с пропластками угля (в интервале 4270–4500 м, мощностью до 1-2 м) и залегают на глубинах 2940–3600 м.

Уголь из тюменской свиты черный, матовый, хрупкий. Встречаются включения кальцита молочно-белого цвета и зерен глауконита. По другим источникам [1], абалакская и тюменская свиты являются продуктивным резервуаром. Ниже отложений тюменской свиты на глубине 2400 м залегают кора выветривания, сложенная выветрелыми кислыми эффузивами, туфами, диабазами, известняками и кварцевыми песчаниками.

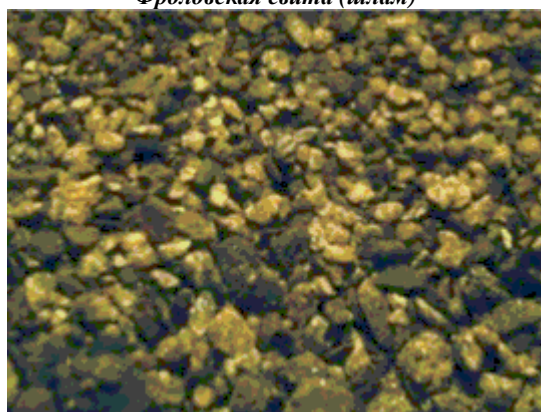
Палеозойский фундамент сложен слюдяными кварцевыми сланцами, глинистыми серицитовыми сланцами, амфиболитами и базальтами.



*Рис. 1. Темно-серые аргиллиты.
Фроловская свита (шлам)*



*Рис. 2. Битуминозные аргиллиты.
Баженовская свита (шлам)*



*Рис. 3. Алевролиты светло-серые.
Абалакская свита (шлам)*



*Рис. 4. Песчаники темно-серые кварцевые,
аргиллиты темно-серые тонкоплитчатые,
уголь черный. Тюменская свита (шлам)*

В ходе выполнения данной работы по данным ГИС и шлама было произведено расчленение разреза и охарактеризован состав пород скважины 191 Ингинского месторождения.

Литература

1. Абросимова О.О., Кулагин С.И. Применение сейсмических инверсий при изучении отложений юрского возраста в пределах восточного склона Краснотенинского свода. [Электронный ресурс]. Режим доступа URL: <http://www.sibngf.ru/technology/publications/131>
2. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.
3. Мулявин К.М. Прогнозирование зон улучшенных коллекторов в отложениях абалакской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности Краснотенинского свода (Западная Сибирь) // Дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12. – СПб., 2004. – 133 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ГЛУБИН

А.О. Дмитриева, А.С. Дюндик

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогнозирование и количественное определение зон аномально высокого пластового давления в процессе бурения необходимо для безаварийной проводки скважин в мощных глинистых глубокозалегающих толщах.

Природа возникновения аномально высокого пластового давления в недрах различна: она может быть обусловлена тектоническими факторами; диагенетическими превращениями минералов с высвобождением воды; недоуплотнением глинистых толщ, когда темп осадконакопления был выше темпа отжатия поровых растворов под действием геостатического (горного) давления и т. д.

В процессе постепенного прогибания дна бассейна осадконакопления часто формируются мощные глинистые толщи, которые в начальной стадии образования имеют высокую пористость (около 60 %). Попадая на большие глубины, эти глинистые породы испытывают геостатическое давление вышележащих слоев. Это приводит к уплотнению глинистых пород, уменьшению их пористости и соответственно проницаемости, в результате чего поровый флюид не успевает вытесняться под действием геостатического давления и, оставаясь в порах, принимает на себя часть геостатической нагрузки. Таким образом, возникает превышение порового давления над нормальным гидростатическим, сопровождающееся сохранением высоких значений пористости глин. Если в глинистой толще имеются линзовидные пропластки коллекторов, то пластовое давление в них приближается к поровому давлению во вмещающих глинах. Определяя поровые давления в глинах, можно прогнозировать величину пластовых давлений в нижележащих толщах.

На основании обобщения большого количества определений пористости и плотности глин для различных регионов страны построены зависимости изменения этих параметров с глубиной для случаев с нормальным поровым давлением и для условий, предполагающих отсутствие эрозии (размыва) верхней части разреза, приводящей к попаданию уплотненных до определенной степени осадков на меньшие глубины [3].

Количественное определение величины порового давления возможно по так называемому методу эквивалентных глубин. Сущность которого заключается в том, что для значения параметра (плотности, пористости и т. д.) на данной глубине H находится эквивалентная глубина $H_э$, т. е. глубина, на которой значение исследуемого параметра (на линии нормального уплотнения) имеет такую же величину, что и на глубине H .

Техника определения аномально высоких пластовых давлений методом эквивалентных глубин заключается в следующем: в процессе бурения отбираются пробы шлама, одним из основных критериев выбора образцов для анализа является максимальная его глинистость.

Главным прибором для конечных расчетов являются торсионные весы, при помощи которых через взвешивание образцов шлама определяется $\rho_{н.п.}$ – плотность естественно-насыщенной породы, а также пористость, с помощью метода эквивалентных глубин оценивается поровое давление, а также его градиент. На рисунке представлена аппаратура, предназначенная для определения внешнего объема, объемной, минералогической плотности и открытой пористости образцов шлама и фрагментов керна.



Рис. Аппаратура для определения плотности и пористости образцов

В процессе проведения геолого-технологических исследований, определение открытой пористости осуществляется по шламу путем нахождения массы сухой породы на воздухе m_c , массы $m_{нас.в.}$ породы, насыщенной известной рабочей жидкостью с плотностью $\rho_{ж.}$, и массы $m_{нас.ж.}$ насыщенной породы, погруженной в рабочую жидкость. Расчет коэффициента пористости K_p , равного отношению объема пор $V_{пор}$ к общему объему породы $V_{общ.}$, ведется по формуле:

$$K_n = (m_{\text{нас.в}} - m_c) \div (m_{\text{нас.в}} - m_{\text{нас.ж}}); \quad (1)$$

После расчета коэффициента пористости породы, вычисляется поровое давление на заданной глубине по формуле:

$$P_a = g \times \rho_{\text{в.ср}} \times H + \left(\ln \frac{(k_{\text{п.а}} \div k_{\text{п.н}})}{0,434 \times \beta_n} \right); \quad (2)$$

где P_a – поровое давление в зоне аномально высокого пластового давления, Па; g – ускорение свободного падения 9,8, м/с²; $\rho_{\text{в.ср}}$ – средневзвешенная плотность воды, кг/м³; H – глубина, м; $k_{\text{п.а}}$, $k_{\text{п.н}}$ – коэффициенты пористости глин при нормальном поровом давлении и при аномально-высоком пластовом давлении, в долях единицы [1].

Заключительным этапом является вычисление коэффициента аномальности, который характеризует отношение измеренного порового давления к нормальному гидростатическому давлению.

$$K_{\text{ан}} = \frac{P_a}{P_n}; \quad (3)$$

где, $K_{\text{ан}}$ – коэффициент аномальности, в долях единицы; P_a – измеренное значение порового давления, Па; P_n – нормальное поровое давление флюида, Па.

По этому коэффициенту судят об аномальности порового (пластового) давления. Пластовое давление классифицируют по коэффициенту их аномальности K_a : $K_a < 0,8$ – аномально низкое; $K_a = 0,8 \div 1$ – пониженное, $K_a = 1 \div 1,05$ – нормальное, $K_a = 1,05 \div 1,3$ – повышенное, $K_a = 1,3 \div 2$ – высокое, $K_a > 2$ – сверхвысокое.

При этом высокие и сверхвысокие давления объединяют под общим термином «аномально-высокие» (аномально высокие пластовые давления) [1].

При бурении скважин таким образом производится экспресс-анализ определения аномально высоких пластовых давлений, где в процессе бурения на каждые 50 м ниже по вертикали разбуриваемых отложений дается прогноз о поровом давлении и коэффициенте аномальности. С помощью этого прогноза корректируются и приводятся к оптимальным технологические параметры при бурении, такие как механическая скорость бурения, а также плотность промывочной жидкости.

После проведения всех замеров и вычислений строится график-планшет, по которому отслеживается изменение с глубиной порового давления и коэффициента аномальности.

Определение зон аномально высоких пластовых давлений особенно необходимо при поисково-разведочном бурении, когда разбуриваемые толщи мало изучены и представляют собой высокую опасность при строительстве скважин, так как возможны проявления флюидов, приводящие к выбросам, открытому фонтанированию, потере скважин и человеческим жертвам.

На территории Российской Федерации находится множество отложений, характеризующихся аномально высокими пластовыми давлениями, в том числе месторождений углеводородного сырья. Одним из таких месторождений является Уренгойское газоконденсатное месторождение, расположенное в Ямало-Ненецком автономном округе.

На данном месторождении в процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин проводился экспресс-анализ по определению аномально высоких пластовых давлений методом эквивалентных глубин по шламу в глинистых породах.

При вскрытии ачимовских отложений было выявлено, что отложения характеризуются аномально высоким пластовым давлением до 56 МПа с коэффициентом аномальности до 1,45. При проведении анализа и прогноза отслеживалась общая тенденция увеличения пористости пород в продуктивных толщах, а, следовательно, пластового давления и коэффициента аномальности с глубиной.

Но по факту бурения некоторые расчеты не совпадали с действительностью, где на самом деле фактическое пластовое давление было намного больше расчетного, и приходилось применять меры по оптимизации плотности бурового раствора, несмотря на то, что расчет коэффициента аномальности соответствовал высокому пластовому давлению. Проводимые исследования и расчеты показали лишь общую тенденцию увеличения пластового давления в продуктивной толще, но не выявили его точного конкретного значения.

Это говорит о том, что метод является не точным, при котором нужно принимать во внимание индивидуальные особенности отложений, учитывать возможные погрешности при измерениях и расчетах, а также используемую технику с определенной точностью измерений (торсионные весы). Данный метод необходимо использовать в совокупности с другими методами определения аномально высоких пластовых давлений, например, определения D -экспоненты (нормализованная скорость проходки), этот метод является наиболее надежным для обнаружения недоуплотненных зон.

Расчет d -экспоненты (нормализованной скорости проходки) учитывает влияние режима бурения и степень износа долота на скорость проходки, рассчитывает линию нормального уплотнения и градиент пластового давления [2].

На сегодняшний день, несмотря на бесспорный прогресс в понимании особенностей аномально высокого пластового давления, нет никаких фундаментальных изменений в способах выявления и решения возникающих в процессе бурения проблем, связанных с аномально высокими пластовыми давлениями.

Наряду с различными методами определения АВГД, метод d -экспоненты и метод эквивалентных глубин являются наиболее информативными, но необходимо уделять должное внимание при соблюдении всех требований, предъявляемых к измерениям, расчетам, учитывая возможные погрешности, а также к применяемому оборудованию.

Достоверность информации будет главным образом зависеть от этих факторов.

Кроме того, метод эквивалентных глубин определения аномально высоких пластовых давлений по шламу глинистых пород может производиться на территориях, содержащих глинистые отложения.

Литература

1. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазовых бассейнах. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
2. Муше Ж.-П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения: Происхождение – прогнозирование – выявление-оценка: Техн. руководство: Пер. с англ. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
3. Петров А.Н. Определение зон АВПД по петрофизическим параметрам шлама. Руководство пользователя. – Саратов, 2001. – 58 с.

**ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (НА ПРИМЕРЕ
СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ СРЕДНЕВИЛЮЙСКАЯ-27)**

К.В. Долженко

Научный руководитель заведующий лабораторией А.Н. Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г. Новосибирск, Россия

В связи со сравнительно хорошей изученностью верхней части осадочного чехла Вилюйской синеклизы весьма актуальны поиски залежей углеводородов в его глубоких горизонтах. Для изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ этого района в 1984-1986 гг. была пробурена самая глубокая на тот момент в Сибири скважина – Средневилюйская-27, которая вскрыла мощный разрез перми и остановлена в каменноугольных отложениях на глубине 6519 м [3]. В 80-х годах были опубликованы первые результаты исследования рассеянного органического вещества верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах [1, 2, 4, 5]: содержания органического углерода в породах; отражательная способность витринита и границы катагенетических зон; коэффициент битуминозности; характер генерации и деструкции углеводородов с ростом катагенеза; генетическая природа органического вещества.

В настоящей работе на основе изучения 70 образцов керн из скв. Средневилюйская-27 в интервале глубин 3370-6458 м показано распределение органического углерода ($C_{орг}$) в различных литологических типах пород, уточнены границы градаций катагенеза по отражательной способности витринита (R_{vt}^0), изменение пиролитических характеристик органического вещества (S_1 , S_2 , HI, T_{max}) вниз по разрезу для каждой из свит.

Для рассмотрения геохимических критериев органического вещества исследуемого разреза необходимо прежде всего знать содержание органического углерода в породах. Распределение этого параметра в верхнепалеозойских толщах достаточно неравномерно по разрезу, но в целом выдержано по литологическим типам пород. В отложениях верхнего карбона-нижней перми установлены следующие средние содержания $C_{орг}$: аргиллиты (2,0 %), алевроаргиллиты (1,37 %) и песчаники (0,15 %). Близкие значения получены и для верхней перми: аргиллиты (2,27 %), алевролиты (2,0 %), алевроаргиллиты (1,9 %) и песчаники (0,2 %).

Рассмотрим теперь содержания органического углерода для каждой толщи (свиты) в скв. Средневилюйская-27. В кюндейской толще отмечаются довольно высокие значения $C_{орг}$ (среднее 2,68 %, минимальное – 0,84 %, максимальное – 3,9 %), поскольку почти все образцы приурочены к ее глинистой части. Харыйасская толща – среднее значение $C_{орг}$ равно 1,6 % (вариации 0,45-3,44 %). Наибольшие содержания отмечаются в ее середине, где, судя по литологической колонке, преобладают глинистые разности, а низкие значения $C_{орг}$ приурочены к песчаникам.

В хомустанской толще среднее содержание $C_{орг}$ равно 1,56 % (вариации 1,15-1,88 %). Следует отметить, что из толщи мощностью порядка 400 м исследованы всего 4 образца. Поэтому достоверно судить о содержании $C_{орг}$ в породах свиты сложно, поскольку в наиболее глинистой ее части пробы не удалось отобрать. Судя по материалам геофизического исследования скважин, мощности глинистых пластов довольно значительны (в них обычно значения $C_{орг}$ высокие).

В кубалангдинской толще среднее содержание $C_{орг}$ составляет 3,05 %, подсчитанная из 3-х образцов в верхних горизонтах (значения 6,51, 1,44 и 1,22 %). Поэтому характеристика среднего содержания $C_{орг}$ в толще лишь вероятностная. Харбалахская толща – среднее значение $C_{орг}$ 1,65 % (0,16-2,22 %). Минимальное содержание установлено в песчанике. Отмечается выдержанность параметра (в средней части толщи $C_{орг}$ порядка 2,0 %, в нижней – 1,5 %), связанная с изменением литологического состава. Чочосская свита – среднее значение $C_{орг}$ 1,6 % (0,6-3,0 %). Наблюдается снижение содержания органического вещества от ее верхней части (1,5-3,0 %) к подошве (~1,0 %), обусловленное, судя по литологической колонке, последовательной сменой состава пород. В юнкюрской толще из-за преобладания песчаников концентрации $C_{орг}$ довольно низкие (среднее 0,5 %, вариации 0,1-1,4 %). Юрэнская толща – среднее значение $C_{орг}$ 1,4 % (0,1-2,5 %), но эти данные получены всего по 4 образцам.

При оценке перспектив нефтегазоносности седиментационных бассейнов и выяснении условий образования и сохранения залежей углеводородов, важное значение имеет оценка уровня катагенеза органического вещества во вмещающих толщах. Для этого автором по отражательной способности витринита (данные А.Н. Фомина) уточнены на более обширном материале выделенные ранее [1, 2, 4, 5] границы возможной нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы, на примере сверхглубокой скважины Средневилюйская-27 (рис.). В кюндейской толще отражательная способность витринита составляет 1,03-1,05 %,