

УДК 550.822.71.73

Б. А. Коротаев, В. М. Васёха, А. М. Онуфрик

Способ оценки пластового давления при разведочном бурении

На основе анализа лабораторных исследований и литературных данных предложен способ оценки пластового давления при разведочном бурении, позволяющий выявить зоны аномально высокого пластового давления (АВПД) при наличии сейсмических данных о глубинах залегания ловушек. Указанный способ оценки базируется на разработанных в конце XX в. методиках с использованием d - и σ -экспонент, учитывающих механическую скорость бурения, скорость вращения ротора, нагрузку на долото и его диаметр, литологическую константу и степень уплотнения пород, плотность бурового раствора и "региональную плотность". Известно, что при разведочном бурении наблюдается пульсация давления на устье скважины. Такая пульсация является следствием передачи пластового давления через глину. В данной работе приводится описание механизма передачи давления на забой, а также поведение слоя глины при передаче через него избыточного давления. Для определения поведения породы на границе зоны АВПД спроектирована и создана лабораторная установка, на которой выполнено моделирование передачи давления на забой скважины через слой глины и установлена выпуклость слоя глины при диаметре забоя 215.9 мм. Установлена зависимость передачи давления через глину и показана реакция верхнего слоя глины, имеющего выпуклость высотой 25 мм. Разработана схема распределения (баланса) давлений, которая учитывает расстояние от зон АВПД до места забоя. Составлено уравнение баланса для оценки пластового давления с учетом текущей глубины скважины, расстояния от забоя до кровли АВПД и плотности глины.

Ключевые слова: пластовое давление, зоны аномально высокого пластового давления, разведочное бурение, моделирование АВПД.

Введение

Постоянный контроль технологических, геологических и геофизических данных, прогнозирование возникновения осложнений или аварийных ситуаций – актуальная задача, решение которой позволит повысить уровень безопасности буровых работ. Прогноз зон АВПД необходим при проведении разведочного бурения.

В конце XX в. были разработаны методики с использованием d - и σ -экспонент. Промысловые работы показали, что эти методики достаточно просты и при благоприятных условиях бурения позволяют распознать зону АВПД. М. G. Bingham [1] предложил соотношение между скоростью проходки и нагрузкой на долото:

$$ROP/RPM = a(WOB/D)^d, \quad (1)$$

где ROP – механическая скорость бурения; RPM – обороты ротора; WOB – нагрузка на долото; D – диаметр долота; a – литологическая константа; d – экспонента уплотнения пород.

J. R. Jorden, O. J. Shirley [2] получили решение этого соотношения в следующем виде:

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60RPM}\right)}{\log\left(12\frac{WOB}{10^6 D}\right)}. \quad (2)$$

Затем В. А. Рем и М. Т. Мак-Клендон [3] провели модификацию d -экспоненты, учли плотность бурового раствора и "региональную плотность":

$$d_c = d \frac{\rho}{\rho_{бр}}, \quad (3)$$

где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора; ρ – "региональная плотность". Так, "региональная плотность" для Мексиканского залива составляет 1.07 г/см³, а для арктического шельфа – 1.03 г/см³. В окончательном виде с учетом износа долота она представляет модифицированную d -экспоненту.

В 1980–1990-х гг. выдвинута гипотеза происхождения зон АВПД в зависимости от геологических характеристик месторождения и разработана их классификация [4]; дано обобщенное представление о причинах возникновения, распространении, методах прогнозирования зон АВПД и АНПД, описаны практические результаты прогнозирования на примере ряда нефтегазоносных месторождений [5]; применены d - и σ -экспоненты для прогнозирования зон АВПД и оценки пластового давления [3]. В 2000-х гг. исследованы зоны АВПД и рассмотрены механизмы их возникновения на Приразломном нефтяном месторождении [6]; обоснована

необходимость опережающего прогнозирования АВПД при бурении [7]; предложен способ оценки АВПД по данным сейсморазведки [8].

Материалы и методы

Представленные в литературе методы и способы прогнозирования отличаются значительной погрешностью оценки давления и приближенными результатами исследования. Прогнозирование зон АВПД и оценка пластового давления в процессе разведочного бурения остаются актуальными задачами. Достаточно точными представляются прогнозы АВПД, выполненные по данным, полученным с помощью модельных установок. Одна из таких установок была создана на кафедре морского нефтегазового дела МГТУ (рис. 1).

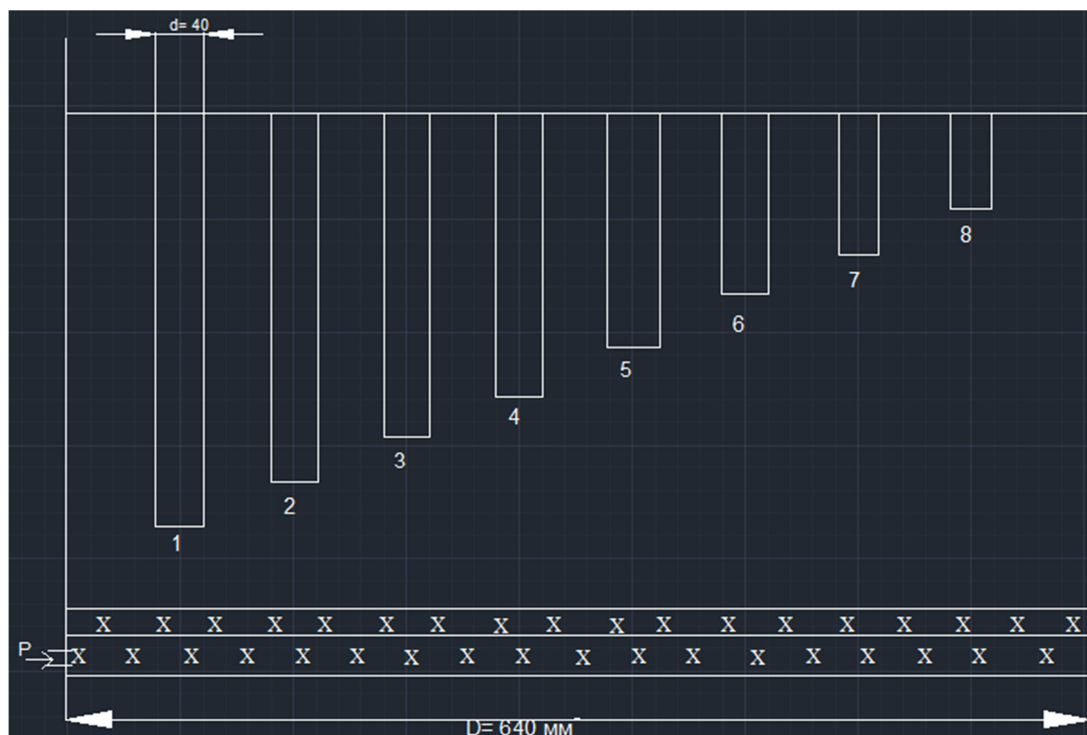


Рис. 1. Схема лабораторной установки
Fig. 1. Scheme of laboratory setup

Установка состоит из следующих составных частей: нижний слой представлен мелкозернистым песком, верхний слой состоит из глины; в глине находятся модели восьми скважин с разной глубиной расположения забоя скважин. В слое песка создается избыточное давление, и при этом регистрируется реакция забоя скважин.

Результаты и обсуждение

Реакция забоев лабораторных скважин происходит по линейному закону при передаче давления через глину. Регистрация перемещений производилась с помощью прибора, изготовленного в соответствии с ГОСТ 577–68; избыточное давление измерялось манометрической трубкой.

Результаты замеров свидетельствуют о том, что давление через глину при данном поровом давлении, Па, передавалось на забои скважин; реакцию забоев скважин можно было определить только в первых пяти скважинах из восьми. По оси ординат отложены первые реакции забоев модельных скважин, мм; возле каждой скважины указаны избыточные давления, возникшие на устье скважины и зарегистрированные манометрической трубкой (рис. 2).

После первых замеров исследована реакция забоя одиночной скважины. Реакцию забоя одиночной лабораторной установки иллюстрирует фото, представленное на рис. 3.

Выпуклость забоя лабораторной установки составила 25 мм на завершающем этапе исследований (диаметр забоя 215.9 мм). Вертикальный гидроразрыв забоя одиночной скважины произошел при появлении первой трещины при выпуклости забоя всего 2.5 мм. Динамика вертикального гидроразрыва глины представлена на рис. 4.

При составлении уравнения баланса давлений использована схема для оценки пластового давления (рис. 5).

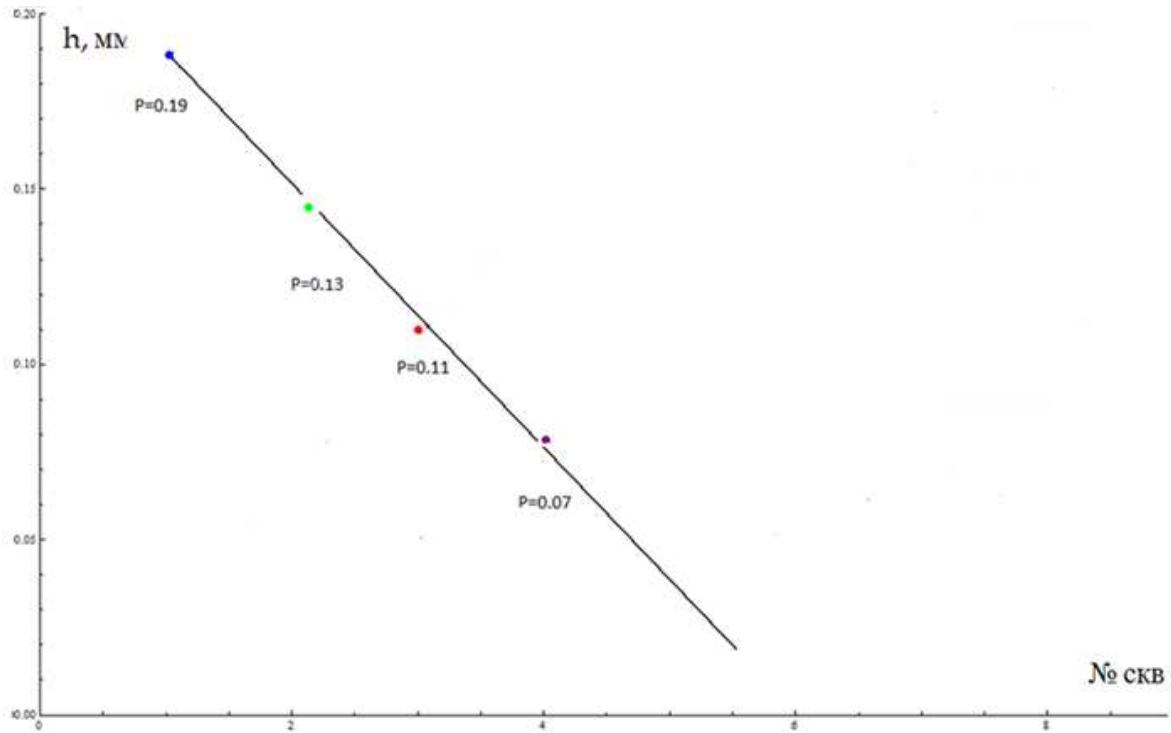


Рис. 2. График передачи давления через глину на забои лабораторной установки
Fig. 2. Schedule of pressure transmission through the clay on the bottomhole of the laboratory setup



Рис. 3. Выпуклость забоя лабораторной установки
Fig. 3. Convexity of the bottomhole of the laboratory setup

Закачка воздуха в демонстрационный пласт

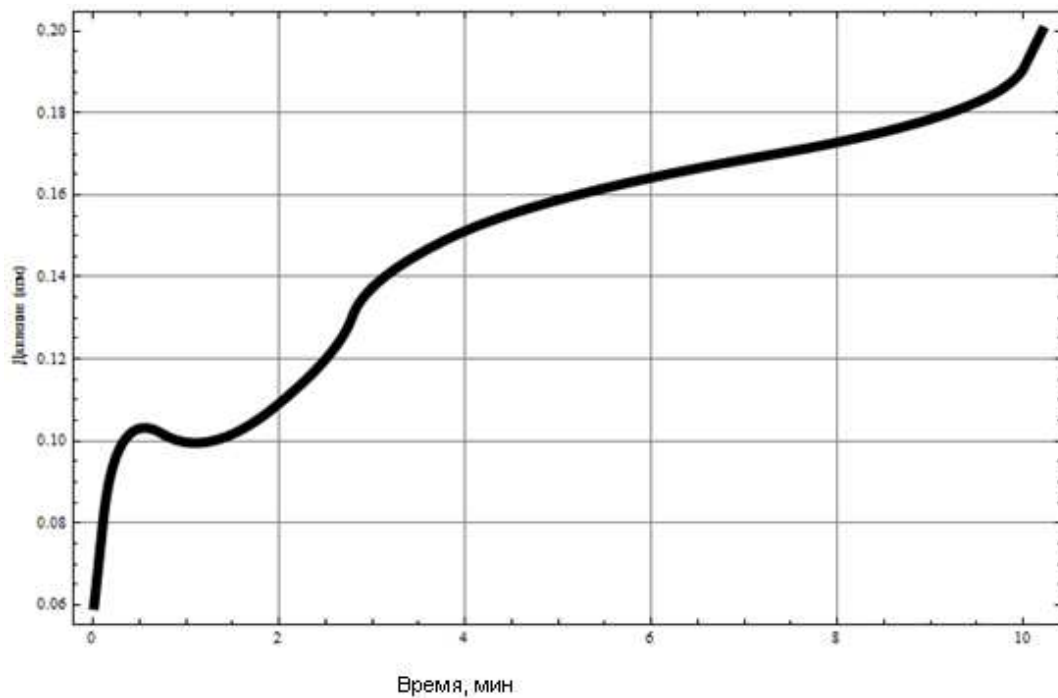


Рис. 4. Процесс вертикального гидроразрыва глины и дальнейшего нагнетание воздуха в зависимости от времени
 Fig. 4. Progress in the process of vertical fracturing of clay and a further injection of air

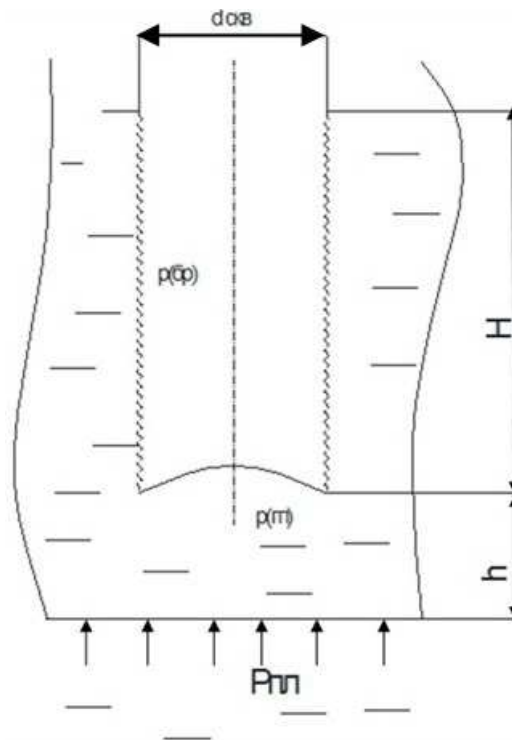


Рис. 5. Схема для составления баланса давлений: $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора; g – ускорение свободного падения; H – текущая глубина скважины; h – расстояние от забоя до кровли АВПД; $\rho_{гп}$ – плотность глины

Fig. 5. The scheme for drawing up pressures' balance: where $\rho_{бр}$ – the mud density; g – the acceleration of gravity; H – the current depth of the well; h – the distance from the bottom up to the mine roof of the abnormal reservoir pressure; $\rho_{гп}$ – the clay density

Таким образом, простейшее уравнение баланса выглядит следующим образом:

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{бр}}gH + \rho_{\text{гд}}gh. \quad (4)$$

Если при разведочном бурении будут выявлены признаки АВПД, то оценить пластовое давление не удастся, так как неизвестна глубина h . Следует отметить, что нижерасположенный пласт с большим давлением может создать такое же перемещение забоя. Кроме того, по сейсмическим данным известна приблизительная глубина залегания зоны АВПД или расстояние до "яркого пятна". Тогда h становится известной величиной, и вычисление пластового давления по уравнению баланса приобретает смысл. Таким образом, при обнаружении признаков АВПД можно оценить пластовое давление. Данный расчет апробирован при анализе данных по бурению скважины Медынская-море-2. Погрешность оценки пластового давления по d -экспоненте составила 20 %, тогда как по соотношению (4) данная погрешность (по сравнению с данными натуральных измерений) равна 9.5–12 %; этот факт объясняется тем, что истинная плотность глин была неизвестна.

Но также известно, что значение давления в пласте нефти, газа или воды не может быть больше величины оценки давления по средней плотности пород при данной глубине залегания ловушки. Так, при бурении скважины Адмиралтейская поровое давление составило примерно 67.7 МПа, а оценка по средней плотности пород – 68 МПа. Но такое сходство обусловлено случайным совпадением взятой средней плотности пород и глубиной скважины. Если плотность пород принять равной 2.4 г/см³, то оценка давления составит 70.6 МПа.

Заключение

В процессе бурения разведочных скважин необходимо использовать сейсмические данные о глубинах залегания ловушек; при возникновении признаков АВПД – производить оценку пластового давления зоны АВПД. Данный прогнозный способ оценки порового давления может быть применен только в терригенном разрезе.

В ходе исследований установлена зависимость передачи давления через глину и показана реакция верхнего слоя глины; разработана схема распределения (баланса) давлений, которая учитывает расстояние от зон АВПД до места забоя; составлено уравнение баланса для оценки пластового давления с учетом текущей глубины скважины, расстояния от забоя до кровли АВПД и плотности глины. Результаты данных исследований могут найти практическое применение при разведочном бурении скважин на акватории, в процессе прогнозной оценки порового давления, при обнаружении признаков АВПД.

Библиографический список

1. Bingham M. G. A new approach to interpreting rock drillability // Oil and Gas J. 1964. V. 62, N 46. P. 173–179.
2. Jordan J. R., Shirley O. J. Application of drilling performance data to overpressure detection // J. Petroleum technol. 1966. V. 18. P. 1387–1394.
3. Муше Ж.-П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения. Происхождение – прогнозирование – выявление – оценка. Техническое руководство. М. : Недра, 1991. 287 с.
4. Славин В. И., Брук Л. М. Основные гипотезы происхождения АВПД и их классификация / Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД. Л. : ВНИГРИ, 1987. 145 с.
5. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. М. : Недра, 1989. 288 с.
6. Трофимчук А. С., Хабибуллин Г. И. Исследование и прогноз аномально высокого пластового давления на Приразломном нефтяном месторождении // Научно-технический вестник ОАО «НК "Роснефть"». 2016. № 42. С. 20–24.
7. Горгоц В. Д. Об опережающем прогнозировании аномально высокого пластового давления при бурении // Нефтяное хозяйство. 2011. № 10. С. 88–90.
8. Загоровский Ю. А. Упрощенный способ оценки аномально высокого пластового давления средствами сейсморазведки // Нефть и газ. 2013. № 5. С. 17–21.

References

1. Bingham M. G. A new approach to interpreting rock drillability // Oil and Gas J. 1964. V. 62, N 46. P. 173–179.
2. Jordan J. R., Shirley O. J. Application of drilling performance data to overpressure detection // J. Petroleum technol. 1966. V. 18. P. 1387–1394.
3. Mushe Zh.-P., Mitchell A. Anomalnye plastovye davleniya v protsesse bureniya. Proishozhdenie – prognozirovanie – vyavlenie – otsenka. Tehnicheskoe rukovodstvo [Abnormal formation pressures during drilling. Origin – prediction – identification – evaluation. Technical manual]. M. : Nedra, 1991. 287 p.
4. Slavin V. I., Bruk L. M. Osnovnye gipotezy proishozhdeniya AVPD i ih klassifikatsiya [The main hypotheses of the ARP origin and their classification] / Izuchenie geologicheskogo razreza i prognozirovanie AVPD. L. : VNIGRI, 1987. 145 p.

5. Dobrynin V. M., Serebryakov V. A. Geologo-geofizicheskie metody prognozirovaniya anomalnyh plastovyh davleniy [Geological and geophysical methods for predicting abnormal formation pressures]. М. : Nedra, 1989. 288 p.

6. Trofimchuk A. S., Habibullin G. I. Issledovanie i prognoz anomalno vysokogo plastovogo davleniya na Prirazlomnom neftyanom mestorozhdenii [Research and forecast of abnormal reservoir pressure at the Prirazlomnoye oil field] // Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO «NK "Rosneft"». 2016. N 42. P. 20–24.

7. Gorgots V. D. Ob operezhayushchem prognozirovanii anomalno vysokogo plastovogo davleniya pri bureanii [On forward forecasting of abnormal reservoir pressure during drilling] // Neftyanoe hozyaystvo. 2011. N 10. P. 88–90.

8. Zagorovskiy Yu. A. Uproschennyi sposob otsenki anomalno vysokogo plastovogo davleniya sredstvami seysmorazvedki [A simplified method for estimating abnormal reservoir pressure by means of seismic prospecting] // Neft i gaz. 2013. N 5. P. 17–21.

Сведения об авторах

Коротаев Борис Александрович – ул. Спортивная, 13, г. Мурманск, Россия, 183010; Мурманский государственный технический университет, факультет арктических технологий, кафедра морского нефтегазового дела, доцент

Korotaev B. A. – 13, Sportivnaya Str., Murmansk, Russia, 183010; Murmansk State Technical University, Faculty of Arctic Technologies, Department of Marine Oil and Gas Industry, Associate Professor

Васёха Михаил Викторович – ул. Спортивная, 13, г. Мурманск, Россия, 183010; Мурманский государственный технический университет, факультет арктических технологий, кафедра морского нефтегазового дела, канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой; e-mail: Vasyoha@rambler.ru

Vasyokha M. V. – 13, Sportivnaya Str., Murmansk, Russia, 183010; Murmansk State Technical University, Faculty of Arctic Technologies, Department of Marine Oil and Gas Industry, Cand. of Tech. Sci., Associate Professor, Head of Department; e-mail: Vasyoha@rambler.ru

Онуфрик Александр Михайлович – ул. Спортивная, 13, г. Мурманск, Россия, 183010; Мурманский государственный технический университет, факультет арктических технологий, кафедра морского нефтегазового дела, студент

Onufrik A. M. – 13, Sportivnaya Str., Murmansk, Russia, 183010; Murmansk State Technical University, Faculty of Arctic Technologies, Department of Marine Oil and Gas Industry, Student

B. A. Korotaev, V. M. Vasyokha, A. M. Onufrik

Reservoir pressure evolution model during exploration drilling

Based on the analysis of laboratory studies and literature data the method for estimating reservoir pressure in exploratory drilling has been proposed, it allows identify zones of abnormal reservoir pressure in the presence of seismic data on reservoir location depths. This method of assessment is based on developed at the end of the XX century methods using d - and σ -exponentials taking into account the mechanical drilling speed, rotor speed, bit load and its diameter, lithological constant and degree of rocks' compaction, mud density and "regional density". It is known that in exploratory drilling pulsation of pressure at the wellhead is observed. Such pulsation is a consequence of transferring reservoir pressure through clay. In the paper the mechanism for transferring pressure to the bottomhole as well as the behaviour of the clay layer during transmission of excess pressure has been described. A laboratory installation has been built, it has been used for modelling pressure propagation to the bottomhole of the well through a layer of clay. The bulge of the clay layer is established for 215.9 mm bottomhole diameter. Functional correlation of pressure propagation through the layer of clay has been determined and a reaction of the top clay layer has been shown to have bulge with a height of 25 mm. A pressure distribution scheme (balance) has been developed, which takes into account the distance from layers with abnormal pressure to the bottomhole. A balance equation for reservoir pressure evaluation has been derived including well depth, distance from bottomhole to the top of the formation with abnormal pressure and density of clay.

Key words: reservoir pressure, abnormal reservoir pressure, exploration drilling, modelling of abnormal pressure.