



ВЫДЕЛЕНИЕ ПРИТОЧНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (НА ПРИМЕРЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ЧАЙКИНСКОЙ СКВ. 367)

Л. М. Дорогиницкая, О. В. Шиганова, И. Е. Стомпелев

По результатам изучения керна и данных ГИС Чайкинской параметрической скв. 367 авторы предлагают решение задачи выделения пород-коллекторов в карбонатных отложениях венд-кембрия Сибирской платформы и анализ одной из основных причин их неуспешного вскрытия. Для выделения коллектора предлагается определять содержание подвижных флюидов в порово-каверновой матрице карбонатной породы. Но это условие не является достаточным для получения устойчивых притоков из исследуемого интервала. Приток определяет наличие и раскрытость трещин, по которым осуществляется основной поток пластовых флюидов. Условия раскрытости трещин обусловлены пластовым давлением и тангенциальным напряжением в околоскважинном пространстве. Показано, что пластовое давление в породах осинского, юряхского и преображенского горизонтов может быть меньше тангенциальных напряжений, что, очевидно, приводит к смыканию вертикальных трещин и значительному снижению или отсутствию притоков флюидов, наблюдаемых на практике.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, сумма неподвижных флюидов, напряженное состояние, околоскважинное пространство, приток.

IDENTIFICATION OF PRODUCIBLE RESERVOIR ROCKS IN THE VENDIAN-CAMBRIAN OF THE SIBERIAN PLATFORM. A CASE STUDY FROM THE CHAYKINSKAYA-367 PARAMETRIC WELL

L. M. Doroginitskaya, O. V. Shiganova, I. E. Stompelev

In the paper, the authors suggest a technique to identify reservoir rocks in the Vendian-Cambrian carbonaceous deposits of the Siberian Platform and analyse one of the major reasons of their unsuccessful penetration based on examination of core and well logging data on the Chaykinskaya-367 parametric well. To identify a reservoir, it is suggested to analyse the composition of mobile fluids in the porous-cavernous matrix of carbonaceous rock. However, this is not sufficient to receive stable inflow from the interval under study. The inflow indicates occurrence and openness of fractures that serve as major channels of formation fluid flow. Openness of fractures is controlled by formation pressure and tangential stress in the near-wellbore environment. The paper provides that formation pressure in the Osa, Yuryakh, and Preobrazhenskoye horizons can be less than tangential stress, which evidently results in closure of vertical fractures and substantial decrease in or absence of fluid inflow, which can be observed in actual practice.

Keywords: carbonaceous reservoir, total of immobile fluids, stress state, near-wellbore environment, inflow.

DOI 10.20403/2078-0575-2016-2-50-64

Выделение пород-коллекторов, обоснование объектов испытания и успешность получения устойчивых притоков флюидов в карбонатных разрезах Сибирской платформы – сложные задачи, и прежде всего в параметрических скважинах на малоизученных территориях. За последние пять лет на Сибирской платформе в семи пробуренных параметрических скважинах при бурении и в колонне испытаны 64 объекта. Признаки флюидов получены в 14 объектах, и только в четырех случаях притоки флюида составили более 0,5 м³/сут и испытания можно отнести к успешным. Отметим, что от результатов опробования предполагаемых продуктивных интервалов зависит достоверность прогнозной оценки нефтегазоносности территории и дальнейшее планирование геолого-разведочных работ.

По результатам анализа материалов исследования керна и данных ГИС Чайкинской параметрической скв. 367 авторы предлагают подходы к реше-

нию указанных задач, рассчитывая на их дальнейшее обсуждение в среде специалистов.

Карбонатные продуктивные горизонты венд-кембрийских отложений в Чайкинской скв. 367 трещинно-поровые или трещинно-каверно-поровые (рис. 1). Модель такого коллектора представляется как массивная малопористая и плохо проницаемая матрица, разбитая на блоки трещинами нескольких генераций. Макротрещины и каверны раскрытые и частично заполненные вторичными минералами и глинисто-органическим веществом. В блоках наблюдаются поры, мелкие каверны и микротрещины.

Для осадочных бассейнов характерно напряженное состояние пород под действием веса. Самонагруженные протяженные пласты находятся в условиях сжатия, чаще не превышающего предела прочности слагающих их пород. Об этом свидетельствуют лабораторные испытания образцов. Поэтому трещинообразование осадочных толщ рассматрива-



Рис. 1. Трещины, зафиксированные в полнотражном керне в интервалах 997,8–1004,0 м юрской (а) и 1189,3–1197 м успунской (б) свит

лось вначале только как следствие геотектонических нагрузок, обусловленных тектоническими процессами. Далее, наряду с признанием роли тектонических напряжений, возникающих при образовании пликативных структур и тектонических нарушений, было показано, что большое значение следует придавать растягивающим и сжимающим нагрузкам, а также внутрипоровому давлению. Уже в 1896 г. Ван Хизе считал, что трещина может раскрыться в ответ на отдаленное растяжение (приложенное на расстоянии, большем, чем размер разлома), в 1960 г. Д. Т. Грегс и И. Хандин показали, что трещина раскрытия может образоваться, даже если приложенное отдаленное напряжение будет сжимающим, а в 1965 г. Д. Т. Секор использовал понятие эффективного напряжения и показал, что трещины образуются в условиях сжимающего усилия, если гидростатическое давление в порах достаточно велико.

В основе этих концепций лежит представление о породе, как о гетерогенной многофазной упруго-неоднородной среде, и обусловленное этим несовпадение напряжений микро- и макрополя по величине и знаку.

Можно наметить следующую последовательность, объясняющую феномен: как в условиях упрочняющего породе давления сжатия, не превышающего предела прочности, возникает трещинный коллектор.

На контактах упругих неоднородностей (зерен, зерен и цемента, спайностей и двойников породообразующих минералов и др.) в поле напряжения самонагруженной породы возникают катакластические микропоры и микротрещины. Эти дефекты зарождаются в соответствии с механизмом концентрации напряжений и имеют размеры, не превыша-

ющие размеров самих неоднородностей. На образовавшихся пустотах индуцируются растягивающие напряжения, которые способствуют дальнейшему развитию трещин. Особую устойчивость процесс приобретает при поддержке внутрипоровым давлением флюида.

Микро- и макротрещины вскрытия не обнаруживают сколько-нибудь заметных сдвиговых движений берегов трещин [3]. Отсюда, раскрытость трещин может быть очень небольшой, равной размерам поровых каналов гранулярных коллекторов. Такие трещиноватые интервалы могут вести себя как гранулярные коллекторы по характеру проницаемости и формированию зоны проникновения. Это подтверждено исследованиями, выполненными Б. П. Дегтяревым для рифейских доломитов в 1990 г.

Итак, микротрещина – это вскрытие протяженностью, равной размеру зерна или нескольких, слагающих породу. Размеры макротрещин разные: от сантиметров до десятков и сотен метров. Отмечено также, что образовавшуюся микротрещиноватость не удастся сомкнуть давлением, намного превышающим давление при котором она образована [6]. Однако под давлением поддаются смыканию как гладкие пустые макротрещины, так и частично заполненные с неровными стенками.

Из сказанного можно сделать вывод, что микротрещиноватость увеличивает емкость карбонатных коллекторов и по своему проявлению близка к поровой межзерновой пористости.

Пример распределения пустот по данным ртутной порометрии в кусочках доломита малого размера, исключающего наличие раскрытых макротрещин, показан на рис. 2. Образец имеет относительно высокую пористость (6,1 %) и низкую про-

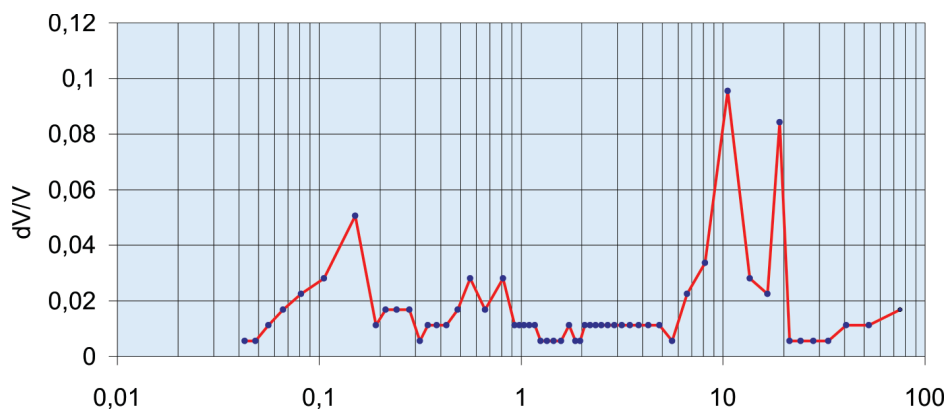


Рис. 2. Спектр размеров пустот каверно-поровой матрицы юрского доломита, $K_p = 6,1\%$, $K_{np} = 0,23$ мД, $K_{во\text{ кап}} = 27,2\%$



ницаемость (0,23 мД). Обращает на себя внимание наличие большого количества пор меньше 1 мкм.

Движение флюида в трещино-порово-кавернозных породах является результатом постоянного перетока некоторого количества флюида из матрицы породы в систему макротрещин и одновременного движения его по трещинам в скважину. С определенной степенью условности можно считать, что в коллекторе существуют два потока флюидов: один по порам, кавернам и микротрещинам матрицы блоков и второй (основной) – по хорошо раскрытым мезо- и макротрещинам. Для потока в матрице, который питает мезо- и макротрещины, могут быть применены способы оценки нижних пределов ее коллекторских свойств, традиционно используемые для поровых коллекторов: движение флюидов в матрице происходит только в том случае, если

$$K_{\text{во}} + K_{\text{но}} < 100 \%. \quad (1)$$

Здесь под остаточной водонасыщенностью ($K_{\text{во}}$) подразумевается пластовая вода, прочно удержанная молекулярными силами на поверхности твердой фазы и большими капиллярными силами в узких поровых каналах. Эта вода всегда присутствует в породе, но не участвует в движении по ее поровому пространству. В настоящее время нет единого понимания определения остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{но}}$). К ней часто относят нефтенасыщенность в различной степени дренированных пластов, а также начальную нефтенасыщенность не охваченных заводнением слабопроницаемых зон и пропластков. Эти формы невытесненной нефти существенно отличаются от остаточной нефти. *Остаточная нефть – это удельная нефтенасыщенность пород, которая отвечает условиям бесконечной промывки при моделировании процесса вытеснения* [11].

Итак, эффективную мощность карбонатного коллектора составят породы, в которых неснижаемая водонасыщенность и неснижаемая нефтегазонасыщенность матрицы в сумме меньше 100 % объема порового пространства, и это **единственный показатель** возможного притока продукции из матрицы, питающей трещины.

Хорошо известно также, что четыре главные характеристики нефтегазонасыщенного коллектора (пористость, проницаемость, остаточные водо- и нефтенасыщенность пород) **взаимозависимы, являясь параметрами структуры его порового пространства**. Это позволяет для расчета остаточной нефтенасыщенности применять статистические модели $K_{\text{но}} = f(K_{\text{во}})$, используя более массовые и доступные определения $K_{\text{во}}$, а также определить предельно низкую пористость матрицы, еще содержащей подвижные флюиды по условию (1).

Среднее значение остаточной нефтегазонасыщенности по 266 образцам для интенсивно промытых карбонатных пластов по данным [4] равно 17,3 %. Таким образом, согласно соотношению (1)

движение флюидов по матрице реализуется, когда $K_{\text{во}} < (100 - 17,3) \approx 83 \%$, а с учетом точности определения $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{но}}$ при $K_{\text{во}} < 83 \pm 10$.

Если в матрице существуют подвижные флюиды, то возникают два вопроса. Первый: существуют ли в пласте раскрытые трещины, обеспечивающие основной транзит пластовых флюидов в скважину; второй: какова проницаемость породы в целом. Второй вопрос в настоящее время на базе петрофизических данных и материалов ГИС не решен. Между тем, исходя из физико-механических свойств пород и известных условий их напряженного состояния в околоскважинном пространстве, можно прогнозировать наличие раскрытых трещин, обеспечивающих транзит флюидов в скважину.

Таким образом, для выявления приточного интервала пород-коллекторов в карбонатном разрезе необходимо следующее.

I. Показать, что карбонатная матрица в исследуемом интервале содержит подвижные флюиды.

II. Рассчитать напряженное состояние пород в заданном интервале разреза и определить условия, при которых трещины остаются раскрытыми в околоскважинном пространстве пробуренной скважины.

Рассмотрим решение поставленных задач на фактическом материале Чайкинской скв. 367.

I. Остаточная водонасыщенность и показатели размерности порового пространства на образцах карбонатов осинского, юряхского и преображенского горизонтов Чайкинской скв. 367 определены по данным метода ЯМР. Остаточная водонасыщенность пород сопоставлялась с величиной ГК, измеренной в скважине. С этой целью образцы керн были привязаны к материалам ГИС по результатам сопоставления профильных измерений ГК на полнометражном керне с кривой ГК в скважине.

Исследования керна показали, что крупно- и мелкопустотные коллекторы очень разные по гидродинамическим характеристикам системы, поэтому можно разделить породы по размерности порового пространства, изначально обусловленной их литолого-минералогическими особенностями (рис. 3).

Размерность пустотного пространства отражена в петрофизических моделях, используемых при количественной интерпретации материалов ГИС. В частности, в поле корреляции $GK_{\text{скв}} - K_{\text{во}}$ по ЯМР локализуется несколько групп пород (рис. 4).

Первые три группы – породы с преобладанием крупных пустот и разным соотношением пор и каверн. Две первые – это органогенные каверно-поровые известняки и доломиты, микротрещиноватые, стилолитизованные, средний размер пустот больше 2 мкм, $K_{\text{во}} < 30 \%$, $GK_{\text{скв}} = 1-3$ мкР/ч, общая пористость 1,95–6,89 %. Для третьей группы (доломиты пористые, мелкокавернозные, ангидритистые, микротрещиноватые) размер пустот 1–3,1 мкм, пористость 1,54–9,24 %, $K_{\text{во}} = 30-40 \%$, граничное

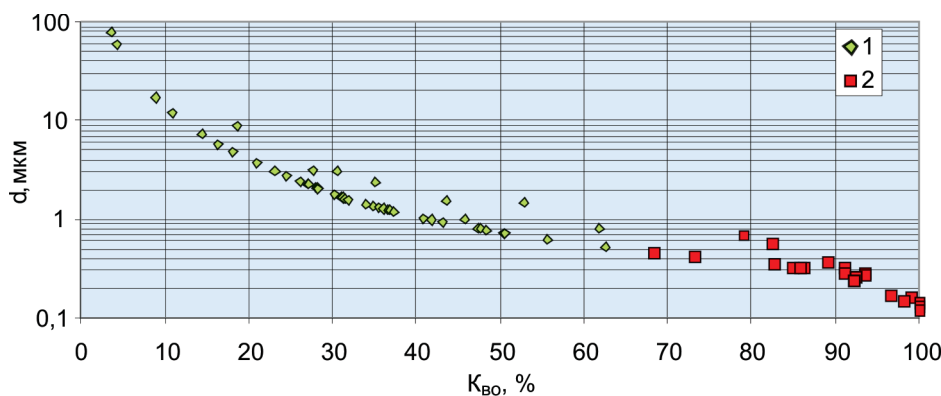


Рис. 3. Сопоставление остаточной водонасыщенности и эффективного размера пустот по ЯМР 1 – коллектор; 2 – неколлектор

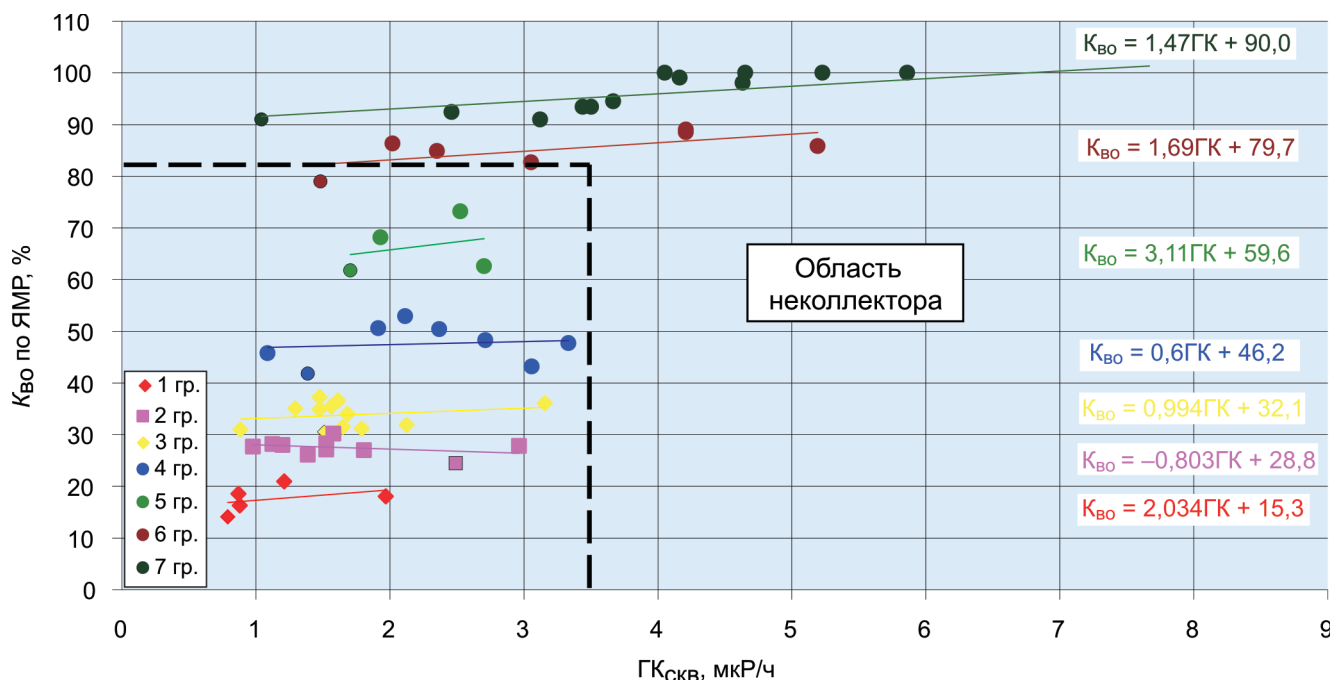


Рис. 4. Структурные группы пород венд-кембрийских отложений в поле корреляции $K_{во}$ ЯМР – $ГК_{скв}$

значение $ГК_{скв} \approx 3$ мкР/ч. Четвертая группа – карбонаты с $K_{во} = 40–53$ % и преимущественно поровой матрицей, средний размер пустот менее 1 мкм, пористость 0,6–3,5 %. Для пятой группы средний размер пустот менее 0,8–0,42 мкм, $K_{во} = 60–80$ %, пористость 1,9–4,1 %. Начиная с этой группы открытая пористость пород увеличивается за счет присутствия терригенного материала, а эффективная и динамическая пористость уменьшается из-за значительного увеличения $K_{во}$. Шестая и седьмая группы представлены глинистыми, ангидритовыми доломитами и мергелями. Динамическая пористость $K_{п\text{дин}} = K_{п}(1 - K_{во} - K_{но})$ уменьшается до 0,17 % и далее до нуля, общая пористость составляет 2,46–14 %. Эти породы практически не содержат подвижных флюидов, средний размер пустот 0,32–0,14 мкм. Гамма-активность пород на границе «коллектор – неколлектор» для всех структурных групп меньше 3,4 мкР/ч.

Для каждой свиты в отдельности, т.е. с учетом индивидуальных особенностей формирования и преобразования пород в течение геологического времени, можно рассчитать статистические модели $K_{во} = f(ГК_{скв})$, пригодные для прогноза остаточной

водонасыщенности $K_{во}$, т.е. определить главную характеристику породы, отдающей флюиды (рис. 5).

Соотношение между количеством неподвижных флюидов в карбонатной матрице и ее пористостью свидетельствует, что наличие у матрицы пористости еще не означает, что порода имеет подвижные флюиды (рис. 6), другими словами, нельзя выделить приточные интервалы разреза по пористости, не основываясь на условии (1). Отметим, что рис. 6 построен с учетом точности определения $K_{во} + K_{но} \leq 10$ %, поэтому использованы определения, где эта сумма превышает 100 %.

Таким образом, задача выделения карбонатных пород, у которых матрица содержит подвижные флюиды, относительно просто решается по значениям их гамма-активности.

II. Представления о напряженном состоянии массива горных пород за последние десятилетия претерпели значительную эволюцию и изложены в многочисленных публикациях. На основе этих материалов применительно к нашей задаче можно рассуждать следующим образом.

1. Осадочные бассейны, к которым приурочены нефтяные и газовые месторождения, пред-

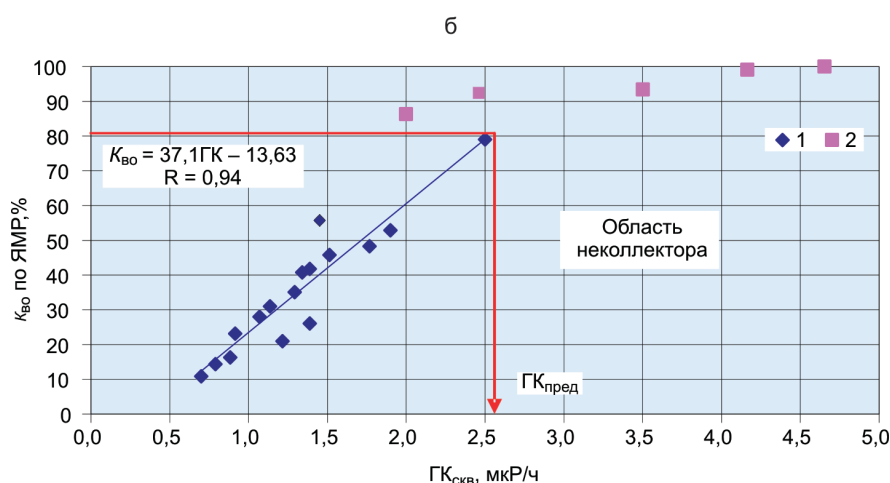
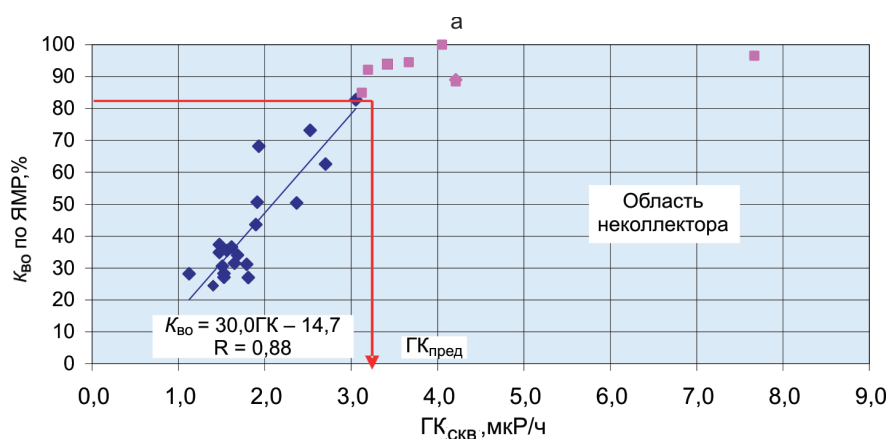


Рис. 5. Зависимость $K_{во}$ по методу ЯМР от $ГК_{скв}$ для пород юрской (а) и успунской (б) свит
1 – коллектор, 2 – неколлектор

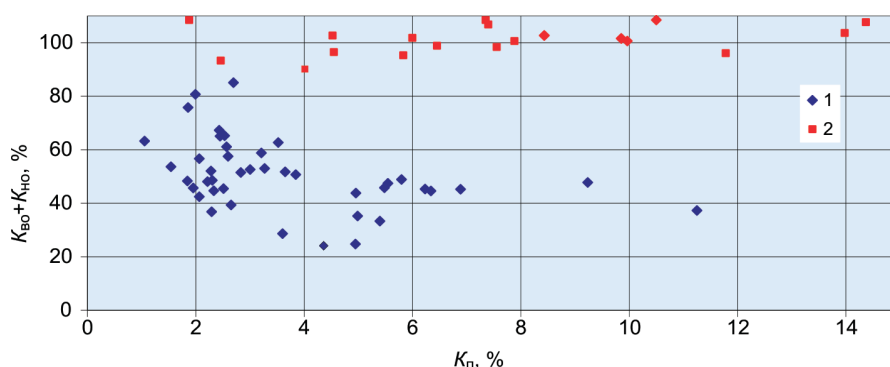


Рис. 6. Зависимость между пористостью и количеством неподвижных флюидов в пустотах венд-кембрийских карбонатов
Усл. обозн. см. на рис. 5

ставляют собой последовательность протяженных слоев, нагруженных собственным весом. Поэтому их напряженное состояние в современной формулировке следует именовать гравитационным напряженным состоянием в рамках упругой, упруго-вязкой или же пластичной модели среды.

2. Тектонические напряжения, обусловленные современными тектоническими процессами, отсутствуют, но могут сохраняться в породах как **остаточные напряжения** (как память прошлых тектонически активных лет). Эти напряжения интересны тем, что дают значительное приращение горизонтальным составляющим суммарного тензора напряжений и влияют на предел прочности пород. Очевидно, что остаточные тектонические напряжения возможны прежде всего в скважинах, приуроченных к тектонически активным зонам, например к зонам разломов [3, 15].

3. Рассматривая изменения напряженного состояния пород в процессе бурения скважин и эксплуатации продуктивных горизонтов, необходимо знать предел прочности пород, поскольку при предельных нагрузках наблюдаются явления дилатансии, компакций, катаклаза, образования новых трещин и связанные с ними изменения физических свойств пород [10, 15, 18]. Особый интерес представляет случай, когда предел прочности пород преодолевается в процессе бурения.

4. Флюид, насыщающий породу, и пластовое давление – активные участники ее структурных преобразований.

Рассмотрим некоторые из этих тезисов подробнее.

Для простоты математических выкладок, без ущерба основным выводам, рассмотрим осесимметричный вариант однородной среды и горизон-



тальное залегание слоев при спокойном рельефе дневной поверхности. Мощность слоев достаточна для того, чтобы не рассматривать влияние их границ. В таком самонагруженном массиве вертикальная компонента тензора напряжения σ_z равна весу вышележащей колонки пород с учетом флюидонасыщенности:

$$\sigma_z = -\rho g H, \quad (2)$$

а горизонтальные в условиях бокового горизонтального стеснения, когда нет боковых смещений, равны

$$\sigma_x = \sigma_y = k \sigma_z. \quad (3)$$

Здесь ρ – средневзвешенная плотность флюидонасыщенных пород; g – ускорение силы тяжести; H – глубина залегания; k – коэффициент бокового отпора (распора), который символизирует некоторое «противодействие» окружающих боковых пород деформированию элементарного объема под действием вертикальной нагрузки $\rho g H$.

В рамках упругой модели горных пород, впервые рассмотренной академиком А. Н. Динником в 1928 г., коэффициент бокового отпора равен

$$k = \nu / (1 - \nu), \quad (4)$$

где ν – статический коэффициент Пуассона [5].

При вариациях ν от 0,1 до 0,35 [1, 6] у осадочных пород коэффициент бокового отпора изменяется в пределах 0,11–0,54.

Таким образом, гравитационное напряженное состояние слоистого упругого массива горных пород негидростатично, претерпевает скачки на границах слоев, а средние нормальные напряжения σ_n меньше веса вышележащих пород

$$\sigma_n = (\sigma_z + \sigma_x + \sigma_y) / 3 = -\rho g H (1 + 2k) / 3, \quad (5)$$

и поскольку $\sigma_x = \sigma_y < \sigma_z$ в терминологии геодинамики породы находятся в режиме растяжения.

Максимальные касательные напряжения, продуцируемые гравитацией, пропорциональны глубине залегания, как и сжимающие, и равны [17]

$$\tau = \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} = \frac{1 - 2\nu}{2(1 - 2\nu)} \rho g H. \quad (6)$$

Следует отметить, что А. Н. Динник, создавший упругую модель горных пород, указывал на возможность релаксации напряжений в течение геологического времени на глубинах более 1000 м, в результате которой $k \rightarrow 1$, и предлагал определять коэффициент бокового отпора по давлению гидроразрыва пород. Этот способ определения k запатентован А. Н. Поповым с соавторами [14].

Опыты *in situ* показали, что боковые напряжения могут быть равны и значительно превышать осевую нагрузку [16]. Поначалу этот факт объясняли только влиянием тектонических напряжений. В дальнейшем при лабораторных экспериментах и теоретически было показано, что уже в рамках

упруго-вязкой модели горных пород и гравитационного напряженного состояния коэффициент бокового отпора больше, чем в случае упругой модели. В работе [12] показано, что коэффициент бокового отпора зависит от соотношения упругих и неупругих сдвиговых деформаций $K_{ve} = (v_{eq}^u / v_{eq}^p)$:

$$k = \frac{3}{1 - \nu + \frac{1}{3} K_{ve} (1 + \nu)}. \quad (7)$$

Расчеты показывают, что для карбонатных пород при $\nu = 0,28$ – $0,35$ и $K_{ve} < 0,5$ коэффициент бокового отпора упруго-вязкой породы равен 0,55–0,6, а для упругого варианта 0,39–0,54, т.е. значительно больше. При увеличении K_{ve} до 2,0 коэффициент бокового отпора уже 0,78–0,83.

Соотношение горизонтальных и вертикальной составляющих тензора напряжений для пород Кольской сверхглубокой скважины проанализировал С. Н. Савченко [16]. Оказалось, что на глубинах 366–11383 м коэффициент бокового отпора в среднем равен 0,777, не зависит от глубины и может отличаться от варианта А. Н. Динника в несколько раз.

Итак, гравитационное напряженное состояние – это естественное постоянное состояние горных пород. На него накладываются тектонические напряжения. При этом как наиболее вероятное возникает разноосное напряженное состояние с девиаторной составляющей, а горизонтальные компоненты тензора напряжений могут в разы превосходить вертикальные, и суммарные нагрузки достигать пределов прочности пород. В результате по завершении тектонических напряжений в породе остаются трещины, неупругая механическая деформация и минеральные преобразования твердой матрицы и сохраняются остаточные напряжения в силу разномасштабной неоднородности горных пород – одного из неперенных ее свойств. Напомним: мы полагаем, что для залежей УВ платформенного типа тектонические деформации уже сформировали структуру, физические свойства и напряженное состояние пород.

Соотношения (2)–(5) записаны для сплошной твердой среды. Однако все осадочные породы имеют поровое пространство, занятое флюидами. Насыщающие поровое пространство флюиды находятся под давлением, равным гидростатическому, а в случае гидроизолированных горизонтов – часто аномальному пластовому давлению, которое может быть меньше или больше гидростатического.

Среды, испытывающие внешние по отношению к элементарному объему нагрузки и внутрипоровое давление, называют дифференциально-упругими. У них в тензоре напряжений по главным ортогональным осям oz , ox , oy добавляется компонента напряжения, пропорциональная давлению в поровом флюиде, равная ($n P_{пл}$), где n – коэффициент разгрузки твердого каркаса породы по пластовому давлению $P_{пл}$. С учетом бокового отпора и действия



пластового давления среднее результирующее нормальное напряжение в твердом скелете породы равно

$$\sigma_{\text{эф}} = \frac{(1-2k)3nP_{\text{пл}}}{3}. \quad (8)$$

Таким образом, общее напряженное состояние твердого каркаса (матрицы) пористой породы, насыщенной флюидом с давлением $P_{\text{пл}}$, меньше, чем в сплошной твердой породе.

Коэффициент разгрузки по пластовому давлению зависит от пористой структуры и объема пор. Этот вопрос основательно анализировался в работах В. М. Добрынина [6], который показал, что $n = 1 - \beta_{\text{тв}}/\beta_{\text{ск}}$, где $\beta_{\text{тв}}/\beta_{\text{ск}}$ – отношение сжимаемостей минеральной (твердой) фазы породы $\beta_{\text{тв}}$ к сжимаемости ее скелета (матрицы) $\beta_{\text{ск}}$. Экспериментально коэффициент n определен для хорошо проницаемых терригенных пород и равен 0,80–1,0 [6]. По В. М. Добрынину, для пород, у которых $\beta_{\text{тв}}$ и $\beta_{\text{ск}}$ сравнимы, $n \ll 1$. Есть работы, в которых коэффициент разгрузки выражается через соотношение площади контактов зерен к площади их поверхности и даже через пористость породы [8, 18].

Пробуренная скважина изменяет напряженное состояние горных пород, сложившееся за время их существования.

В ц
гональн
ния в пл
ющим о

$$\sigma_r = -k\rho gH \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) - \gamma gH \frac{R^2}{r^2} + nP_{\text{пл}}; \quad \text{где орто-}$$

$$\sigma_{\theta} = -k\rho gH \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) + \gamma gH \frac{R^2}{r^2} + nP_{\text{пл}}; \quad \text{напряже-}$$

$$\sigma_z = -\rho gH + nP_{\text{пл}}; \quad \text{и следу-}$$

$$\tau_{\text{max}} = \frac{1}{2}(\sigma_r - \sigma_{\theta}) = -gH(\rho - \gamma) \frac{R^2}{r^2}, \quad (9)$$

где $\sigma_r, \sigma_{\theta}, \sigma_z, \tau_{\text{max}}$ – радиальное, тангенциальное, осевое нормальные и максимальное касательное напряжения; k – коэффициент бокового отпора пород в рамках упруго-вязкой модели пород; ρ – средняя плотность пород исследуемого массива до глубины H ; γ – плотность промывочной жидкости; R – радиус скважины; r – текущий радиус; H – глубина залегания; n – коэффициент разгрузки напряжений в матрице породы пластовым давлением $P_{\text{пл}}$.

Из формул (9) следует, что при $r \gg R$ (т. е. вдали от стенки скважины) отношение $R^2/r^2 \rightarrow 0$ и, следовательно,

$$\sigma_r = \sigma_{\theta} = -k\rho gH + nP_{\text{пл}}, \quad (10)$$

а касательн
При r

$$\sigma_r^0 = -\gamma gH + nP_{\text{пл}};$$

$$\sigma_{\theta}^0 = -2k\rho gH + nP_{\text{пл}} + \gamma gH; \quad (11)$$

$$\tau_{\text{max}}^0 = \frac{1}{2}(\sigma_r - \sigma_{\theta}) = -gH(\rho - \gamma).$$

Из формул (9) следует также, что инвариант напряженного состояния $\sigma_{\text{эф}} = \sigma_z + \sigma_r + \sigma_{\theta}$ не зависит от веса жидкости, заполняющей скважину

$$\sigma_{\text{эф}} = -\rho gH(2k+1) + 3nP_{\text{пл}}. \quad (12)$$

Он не имеет также горизонтального градиента вследствие разной направленности величины R^2/r^2 и, таким образом, не влияет на движение флюида по поровому пространству. Это положение впервые высказал Б. П. Сибиряков [17]. Очевидно, за приток отвечает прежде всего радиальное напряжение σ_r , которое изменяется в направлении от скважины в глубь массива. Нагрузка на скелет породы на стенке скважины равна $\gamma gH - nP_{\text{пл}}$, а в глубине массива $k\rho gH - nP_{\text{пл}}$. Таким образом, градиент радиального напряжения в отсутствие депрессии на пласт определяет их разность $gH(k\rho - \gamma)$. В зависимости от плотности бурового раствора γ и коэффициента бокового отпора он может иметь как положительный знак, так и отрицательный, т. е. приток флюида в скважину без депрессии может не состояться.

В нефтепромысловой практике большое значение имеют тангенциальные и радиальные напряжения на расстоянии двух-трех радиусов от стенки скважины. В этом интервале радиальное и тангенциальное напряжения зависят от плотности промывочной жидкости γ , используемой при бурении. Изменяя забойное давление в скважине, можно регулировать величины радиального и тангенциального напряжений и градиент радиального давления.

В общем случае поровое пространство пород представлено порами, кавернами и трещинами. Многочисленные эксперименты показывают, что сжимаемость трещин на порядок больше, чем пор и каверн. Следовательно, если в породе существовала система раскрытых вертикальных и квазивертикальных трещин, то тангенциальное (кольцевое сжимающее) напряжение σ_{θ} прежде всего деформирует эти трещины. Когда тангенциальное напряжение $\sigma_{\theta} = -2\rho gH + nP_{\text{пл}} + \gamma gH$ превысит пластовое давление $P_{\text{пл}}$, прежде всего значительно уменьшится раскрытость вертикальных и квазивертикальных трещин и ослабнет гидродинамическая связь коллектора со скважиной. При этом чем *больше депрессия на пласт* (уменьшение компоненты γgH), тем больше возрастает тангенциальное напряжение и снижается проницаемость по трещинам. Однако такой простой сценарий имеет место, если напряжение пород в околоскважинном пространстве не превышает предела их прочности. В противном случае в зависимости от свойств пород и варианта напряженного состояния начинается разрушение пород приствольной зоны. При этом предельные нормальные напряжения определяют переуплотнение матрицы породы и образование новых трещин. Под действием предельных касательных напряжений происходит процесс дилатансии (рассеянное



накопление микротрещин и увеличение объема породы без разрушения) и пластическая деформация (изменение кристаллической решетки минералов, скольжение ее слоев относительно друг друга и др.). Перечисленные процессы могут протекать локально и одновременно, а в результате проницаемости пласта может как уменьшиться, так и увеличиться [8, 10, 18].

Весьма интересна работа В. И. Карева [8], поскольку содержит не только теоретическое обобщение, но и результаты лабораторного и скважинного экспериментов. Автор предлагает технологию повышения дебитов нефтяных и газовых скважин с помощью направленной разгрузки пласта – метод георыхления. Разрыхление породы в прискважинной зоне пласта происходит за счет использования упругой энергии, запасенной в массиве горных пород (горного давления), и энергии пластовой жидкости. Для этого вокруг скважины формируется заданный вид напряженного состояния путем создания депрессии определенного уровня и поддержания ее в течение расчетного времени. Иницирование процесса георыхления может потребовать также проведения ряда предварительных технологических операций, например, вырезание участка обсадной колонны в продуктивном интервале ствола скважины, перфорация определенного типа и плотности, нарезание щелей заданной ориентации и др.

Формулы (9) свидетельствуют, что в направлении от скважины в глубину массива компоненты тензора в однородном массиве изменяются монотонно. Следует сказать, что теория деформации различного рода периодических блочных структур в условиях сильного сжатия предлагает и другой сценарий напряженного состояния массива, вскрытого скважиной, в частности немонотонное поведение компонент тензора напряжения, чередование кольцеобразных зон разрушенных и не разрушенных пород в околоскважинном пространстве [2, 4].

Отметим еще раз, что в рамках упругой модели горных пород условия сохранности раскрытых вертикальных трещин изучались А. Н. Динником (1925), С. Г. Лехницким (1938), И. М. Ильинским и Ю. А. Лингбергером (1981), Б. П. Сибиряковым (1993). Практическое применение этих условий для поиска раскрытых трещин в баженовской свите можно найти в работе Ю. Я. Брылкина (1999). В работе В. М. Ильинского и Ю. А. Лимбергера механизм деформации трещин рассмотрен во времени на примерах вскрытия пластов на разных режимах, анализа материалов ГИС и дебитов скважин [7].

Мы рассматриваем вариант упругой и упруго-вязкой модели горных пород для напряжений, не превышающих предела их прочности.

Согласно работе В. И. Карева [8], горные породы по их реакции на изменение напряженного состояния, литологическому составу и структуре

можно разделить на три категории. К первой категории относятся плотные крепко сцементированные мелкозернистые песчаники, аргиллиты и доломиты. Эти породы под действием напряжений, по мнению автора [8], деформируются только упруго. Вторую категорию составляют мелко-, средне- и крупнозернистые породы, содержащие глины, – алевролиты и известняки, которые при достижении напряжений определенного уровня начинают «ползти», накапливать неупругую деформацию без разрушения, и по мере роста неупругих деформаций их проницаемость значительно и необратимо уменьшается. Далее, при достижении предела прочности породы растрескиваются и их проницаемость существенно повышается в сравнении с первоначальным уровнем. Третья категория – это существенно глинистые песчаники и алевролиты, которые при незначительных нагрузках начинают «ползти», но даже при значительных деформациях разрушения не наступает, они продолжают деформироваться с постоянной скоростью, и проницаемость уменьшается необратимо. Это достаточно условное деление, в каждом конкретном случае требующее экспериментальной проверки пределов упругости, ползучести и прочности пород при статических испытаниях разноосным давлением. Тем не менее даже без такой проверки можно предположить, что венд-кембрийские карбонаты принадлежат к породам первой и, возможно, второй категорий в зависимости от их структуры и наличия примесей.

Остается оценить, на каких глубинах у этих пород следует ожидать предельных напряжений, не связанных с тектоническими процессами. В рамках наиболее популярной теории Кулона – Мора условия предельного состояния пород представлены соотношением

$$\tau = (\sigma_n - nP_{nl}) \operatorname{tg} \varphi + \tau_c, \quad (13)$$

где σ_n и τ – пределы прочности пород на осевое сжатие и сдвиг, φ – угол внутреннего трения; τ_c – сцепление (характеристики, определяемые при статических испытаниях) [13].

В работе [18] приведены расчеты глубин и радиусов зоны разрушения для равнокомпонентного и разноосного гравитационного напряженного состояния пород при коэффициентах бокового отпора 0,66–1,0. Расчеты показали, что при $\sigma_r = \sigma_\theta$ у пород с невысоким пределом прочности на сдвиг (≈ 20 – 30 МПа) необратимые деформации наблюдаются только на глубинах более 2 км. Таким образом, можно полагать, что у венд-кембрийских карбонатных пород Чайкинской скв. 367 компоненты тензора напряжений не достигают предельных значений прочности.

Приведем расчет напряженного состояния в околоскважинном пространстве в открытом стволе Чайкинской скв. 367 для нагрузок, не превышающих пределов прочности.

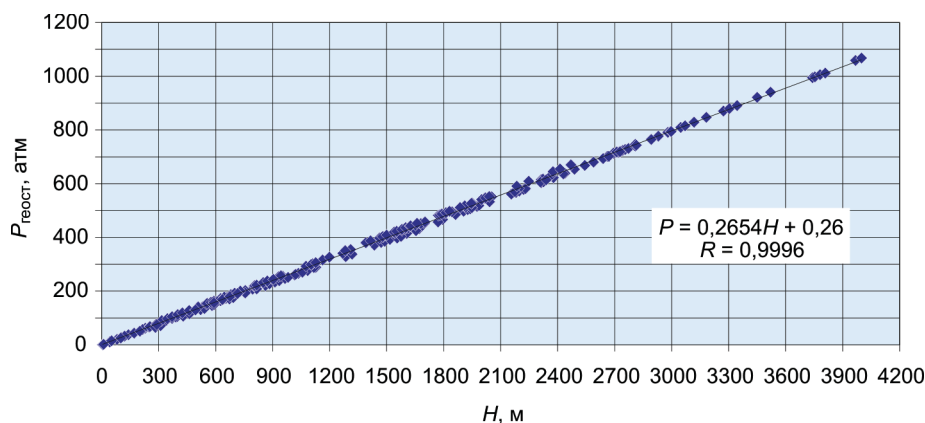


Рис. 7. Зависимость веса вышележащих пород от глубины, рассчитанная по результатам определения плотности пород из скважин Восточной Сибири

Геостатическое давление $P_{\text{геост}} = -\sigma_z$ рассчитывалось по уравнению $P_{\text{геост}} = 0,2654H + 0,26$ (H – глубина в метрах), полученному на материалах параметрических скважин Восточной Сибири (рис. 7).

Для осинского, юряхского и преображенского продуктивных горизонтов геостатическое давление равно 22,3, 25,8 и 31,4 МПа соответственно при точности расчетов давлений не более 0,1 МПа. Значения σ_z и σ_θ рассчитывались по формулам (9). Плотность промывочной жидкости γ согласно актам испытания составляет 1,22 г/см³. Пластовые давления для исследуемых интервалов определены по данным исследования в скважине и близки к гидростатическим. Более сложно выбрать для расчета два коэффициента: коэффициент разгрузки нормальных напряжений по пластовому давлению n и коэффициент бокового отпора k .

Судя по опубликованным данным [6, 8], для терригенных пород коэффициент разгрузки по пластовому давлению оценивают двояко: либо как величину отношения площади контактов зерен ко всей поверхности зерен, либо по значениям сжимаемостей полиминеральной твердой фазы породы $\beta_{\text{тв}}$ и сжимаемости матрицы $\beta_{\text{мат}}$.

Реализовать первый вариант для карбонатных пород практически невозможно, для второго шансов больше.

Сжимаемость полиминеральной компоненты известняков по Ф. Берчу [6] равна $0,26 \cdot 10^{-5}$ см²/кг, а кальцита $0,13 \cdot 10^{-5}$ см²/кг [1]. Такое расхождение следует объяснить наличием в материале твердой фазы известняка различных примесей, из-за которых укладка кальцитового материала менее плотная. Сжимаемость доломита по Ф. Берчу равна $0,117 \cdot 10^{-5}$ см²/кг [6]. Очевидно, по

анalogии с минеральной фазой известняков ее следует увеличить. Таким образом, при расчетах для известняков и доломитов выбраны значения $0,26 \cdot 10^{-4}$ и $0,15 \cdot 10^{-4}$ см²/кг соответственно. Отметим, что сжимаемость минеральной компоненты пород в исследуемом диапазоне не зависит от давления [6].

Сжимаемость порового объема матрицы известняков осинского и доломитов юряхского горизонтов определена экспериментально вольюметрическим методом в условиях всестороннего сжатия, соответствующего глубине отбора образцов, а сжимаемость карбонатной матрицы рассчитана по уравнению [6]

$$\beta_{\text{мат}} = \beta_{\text{пор}} K_n + \beta_{\text{тв}} \quad (14)$$

где $\beta_{\text{мат}}$ – сжимаемость матрицы карбонатной породы; $\beta_{\text{пор}}$ – сжимаемость порового пространства этой матрицы; K_n – пористость матрицы в долях; $\beta_{\text{тв}}$ – сжимаемость минеральной фазы пород.

Данные табл. 1 свидетельствуют, что коэффициент разгрузки n для известняков и доломитов фактически одинаковый – около 0,94 и неплохо согласуется со значением $1 - K_n$, принятым в [18].

Отметим, что сжимаемость матрицы значительно превосходит сжимаемость полиминеральной твердой фазы, и это следует объяснить наличием в ней пор, микротрещин, мелких каверн и стилолитовых швов. Обращает на себя внимание, что у менее пористых доломитов сжимаемость матрицы больше, чем у более пористых известняков. Такую тенденцию для малопористых карбонатных пород В. М. Добрынин объяснил тем, что плотные карбонатные породы содержат большой процент очень мелких пор, заполненных *неподвижной*

Таблица 1

Расчет коэффициента разгрузки нормальных напряжений по пластовому давлению

Порода	$K_{\text{п}}$	$\beta_{\text{тв}}$	$\beta_{\text{пор}}$	$\beta_{\text{мат}}$	$\beta_{\text{тв}}/\beta_{\text{мат}}$	$n = 1 - \beta_{\text{тв}}/\beta_{\text{мат}}$
		$n \cdot 10^{-4} \text{см}^2/\text{кг}$				
Известняки (осинский горизонт)	0,046	0,026	8,6	0,42	0,06	0,94
Доломиты (юряхский горизонт)	0,022	0,015	12,4	0,29	0,05	0,95



водой (см. рис. 2) [6, с. 62]. На глубине эти поры сжаты и поровое давление в них приближается к геостатическому. Создаются условия сжатия с отступающим дренированием флюида. При подъеме керна на дневную поверхность снимается давление сжатия и происходит «гидроразрыв» пор под действием высокого пластового давления. Поэтому деформация таких пород, и в том числе остаточная (особенно на первых циклах нагрузки), высокая.

Коэффициент бокового отпора при расчетах напряженного состояния пород варьировался. Использованы значения для режима упругой и упруго-вязкой деформации пород, выбраны значения 0,4, 0,5, 0,65 и 0,8. Результаты расчетов сведены в табл. 2. На рис. 8 показаны три графика зависимости $\sigma_\theta = f(k)$ для трех расстояний от стенки скважины ($r = R, R = 2R$ и $r \rightarrow \infty$). Графики построены для юрхского горизонта для двух значений коэффициента разгрузки напряжений по пластовому давлению. Для осинского и преображенского горизонтов эти же данные имеются в табл. 2.

Обсудим результаты расчетов. При этом мы преследуем цель выяснить, какие трещины сохраняются в нетронутом массиве; как влияет пробуренная скважина на раскрытость трещин; возможен ли поток флюидов по блокам матрицы без депрессии на пласт.

Раскрытые вертикальные трещины в нетронутом горном массиве сохраняются, если $P_{пл} > \sigma_\theta$. Данные табл. 3 и рис. 8 свидетельствуют, что для разгрузки по пластовому давлению $n \approx 0,94$ эти неравенства выполняются при боковом отпоре $k = 0,4-0,65$, т. е. для упругих и упруго-вязких пород. Если коэффициент разгрузки по пластовому давлению снизить до 0,6, трещины сохраняются для $k = 0,4-0,54$, т. е. практически только для упругих пород.

В работе В. М. Добрынина показано, что на сохранность трещин влияет также соотношение их раскрытости b и протяженности l , и дано следующее теоретическое неравенство, позволяющее оценить величину напряжений, при которых еще возможно существование трещин в раскрытом виде в зависимости от b/l или степени изометричности пустот [6, с. 64]

$$P_{эф} = (\sigma_n - nP_{пл}) < \frac{3(1-2\nu_{\text{мат}})}{2(1-\nu_{\text{мат}}^2)} \beta_{\text{мат}} \frac{b}{l}. \quad (15)$$

В частности, для доломитов юрхской свиты при $\nu = 0,3$ и $\beta_{\text{мат}} = 0,29 \cdot 10^{-4}$ см²/кГ эффективное давление в кГ/см² должно быть меньше $P_{эф} < 18827b/l$.

При этом для горизонтальных трещин $\sigma_n = \sigma_z$, а для вертикальных $\sigma_n = k\sigma_z$.

В табл. 3 показаны глубины, на которых можно ожидать раскрытые трещины с разной протяженностью для $k = 0,5$ и $n = 0,9$ и $\rho_{\text{пл.воды}} = 1,17$ Г/см³. Для расчета глубины H использованы соотношения $\sigma_n - nP_{пл} = (0,265 - n0,117)H$ и $\sigma_n - nP_{пл} = (0,265k - n0,117)H$.

При анализе данных табл. 3, следует учитывать, что трещины с раскрытостью $b = 1000$ мкм обеспечивают очень большую проницаемость породы, равную десяткам дарси, а трещины с $b = 10$ мкм – десяткам миллидарси, что в разы превосходит проницаемость матрицы блоков венд-кембрийских карбонатов. В результате анализа можно сделать следующие выводы:

- вертикальные трещины сохраняются на глубинах в 7 раз больше, чем горизонтальные трещины той же раскрытости;

- чем длиннее раскрытая трещина, тем на меньшей глубине ее можно встретить;

- трещины с изначально малой раскрытостью сохраняются на значительно меньших глубинах.

Теперь учтем, что пластовое давление в нетронутом массиве должно быть больше, чем эффективное давление, деформирующее трещину. Кровля юрхского горизонта находится на глубине 974 м, пластовое давление в нем 8,6 МПа. Следовательно $P_{эф} = \sigma_n - 0,94P_{пл}$ должно быть меньше 8,6 МПа, или 86 кГ/см².

Таким образом, судя по табл. 3, горизонтальные трещины в нем отсутствуют, а вертикальные существуют для $b = 0,1-0,001$ см.

Выполненный расчет имеет оценочный характер. Прежде всего, как правило, трещины имеют переменную раскрытость, частично заполнены вторичными минералами и непрямолинейны. Последнее обстоятельство важно не менее, чем протяженность трещин, поскольку имеет место арочный эффект.

Напряженное состояние в околоскважинном пространстве рассчитано без депрессии на пласт. Рассмотрим влияние депрессии. Выше было показано, что депрессия (уменьшение $\gamma g H$) увеличивает σ_θ . Данные табл. 3 и рис. 8 свидетельствуют, что при $k = 0,4$ и $n \approx 0,94$ тангенциальные напряжения для юрхского горизонта составляют примерно 2 МПа. Значит, поскольку максимальная депрессия на пласт не может быть больше пластового давления, ее значение должно быть меньше $8,6 - 2 = 6,6$ МПа, а при снижении разгрузки по пластовому давлению до 0,6 – не более $8,6 - 5 = 3,6$ МПа. Если боковой распор $k = 0,5$, то возможная депрессия не более $8,6 - 5,5 = 3,1$ МПа и $8,6 - 7 = 1,6$ МПа для $n = 0,94$ и $n = 0,6$ соответственно. Для более высоких значений k депрессия на пласт противопоказана, поскольку $\sigma_\theta > P_{пл}$, что приведет к смыканию трещин и уменьшению гидродинамической связи с пластом.

Данные табл. 2 позволяют оценить влияние напряженного состояния пород на движение флюида по матрице пород в направлении к скважине. Радиальная составляющая тензора упругости σ_r уменьшается в направлении от нетронутого массива к скважине для $k = 0,5-0,8$ и только при $k = 0,4$ такая тенденция отсутствует и начало потока возможно при создании депрессии.



Таблица 2

Расчет напряженного состояния пород окоскважинного пространства

Горизонт	H кровли, м	$p_z = -\sigma_z$	$\gamma g H$	P_{nn}	σ_{θ} , МПа			σ_r , МПа			Возможность потопка по матрице без депрессии	Условия сохранимости (<) и деформации (>) трещин
					$r \gg R$	$r = 2R$	$r = R$	$r \gg R$	$r = 2R$	$r = R$		
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,4; n = 0,94$			-1,3	-1,0	0,0	-1,3	$\sigma_{\theta} < P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-2,2	-1,8	-0,7	-2,2	-2,6	-3,8	-2,6	
	1180	31,4	14,4	10,3	-2,9	-2,4	-1,0	-2,9	-3,3	-4,7	-4,7	
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,5; n = 0,94$			-3,5	-3,8	-4,4	-3,5	$\sigma_{\theta} < P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-4,8	-5,1	-5,8	-4,8	-4,6	-3,8	-4,6	
	1180	31,4	14,4	10,3	-6,0	-6,3	-7,3	-6,0	-5,7	-4,7	-5,7	
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,65; n = 0,94$			-6,9	-7,9	-11,1	-6,9	$\sigma_{\theta} > P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-8,7	-9,9	-13,6	-8,7	-7,5	-3,8	-7,5	
	1180	31,4	14,4	10,3	-10,7	-12,2	-16,7	-10,7	-9,2	-4,7	-9,2	
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,8; n = 0,94$			-10,2	-12,1	-17,8	-10,2	$\sigma_{\theta} \gg P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-12,6	-14,7	-21,3	-12,6	-10,4	-3,8	-10,4	
	1180	31,4	14,4	10,3	-15,4	-18,1	-26,2	-15,4	-12,8	-4,7	-12,8	
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,4; n = 0,6$			-4,1	-3,7	-2,7	-4,1	$\sigma_{\theta} < P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-5,2	-4,8	-3,6	-5,2	-5,6	-6,7	-5,6	
	1180	31,4	14,4	10,3	-6,4	-5,9	-4,5	-6,4	-6,8	-8,2	-6,8	
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,5; n = 0,6$			-6,3	-6,5	-7,2	-6,3	$\sigma_{\theta} < P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-7,7	-8,0	-8,8	-7,7	-7,5	-6,7	-7,5	
	1180	31,4	14,4	10,3	-9,5	-9,8	-10,8	-9,5	-9,2	-8,2	-9,2	
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,65; n = 0,6$			-9,6	-10,7	-13,9	-9,6	$\sigma_{\theta} \gg P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-11,6	-12,8	-16,5	-11,6	-10,4	-6,7	-10,4	
	1180	31,4	14,4	10,3	-14,2	-15,7	-20,2	-14,2	-12,7	-8,2	-12,7	
Осинский Юряхский 3 Преображенский	841	22,3	10,3	8,1	$k = 0,8; n = 0,6$			-13,0	-14,9	-20,5	-13,0	$\sigma_{\theta} \gg P_{nn}$
	974	25,8	11,9	8,6	-15,5	-17,7	-24,2	-15,5	-13,3	-6,7	-13,3	
	1180	31,4	14,4	10,3	-18,9	-21,6	-29,7	-18,9	-16,3	-8,2	-16,3	

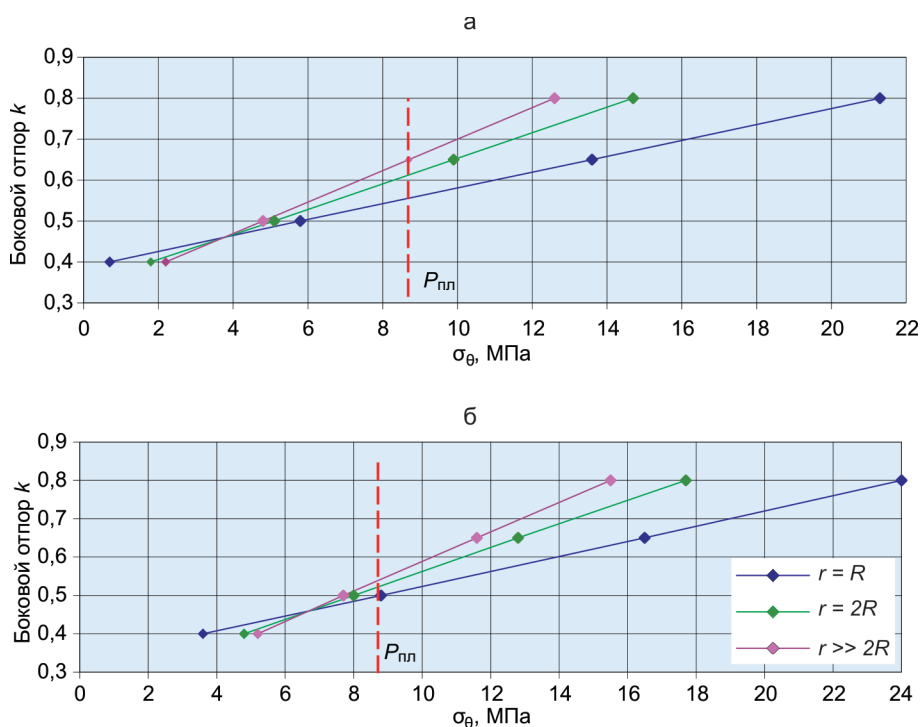


Рис. 8. Зависимость тангенциальных напряжений от коэффициента бокового отпора: а – для $n = 0,94$, б – $n = 0,6$

Таблица 3

Глубины, на которых возможны раскрытые трещины разной длины

Размер трещин			$P_{эф} < 18828b/l$, атм	Трещины возможны до глубины, м	
b , мкм	b , см	l , см		горизонтальные	вертикальные
1000	0,1	100	18,8	121,2	829,4
1000	0,1	50	37,7	242,3	1658,8
1000	0,1	22	85,6	550,7	3769,9
1000	0,1	21	89,7	576,9	3949,4
100	0,01	100	1,9	12,1	82,9
100	0,01	50	3,8	24,2	165,9
100	0,01	10	18,8	121,2	829,4
100	0,01	5	37,7	242,3	1658,8
100	0,01	3	62,8	403,8	2764,6
100	0,01	2,1	89,7	576,9	3949,4
10	0,001	100	0,2	1,2	8,3
10	0,001	50	0,4	2,4	16,6
10	0,001	10	1,9	12,1	82,9
10	0,001	5	3,8	24,2	165,9
10	0,001	3	6,3	40,4	276,5
10	0,001	2	9,4	60,6	414,7
10	0,001	1	18,8	121,2	829,4
10	0,001	0,5	37,7	242,3	1658,8
10	0,001	0,3	62,8	403,8	2764,6
10	0,001	0,22	85,6	550,7	3769,9

Выводы

Движение флюидов по поровому пространству определяется условием $K_{во} + K_{но} < 100$ %Н. аличие пористости матрицы не является достаточным условием движения флюида по поровому пространству породы.

Естественная гамма-активность карбонатных пород позволяет определить их остаточную водонасыщенность $K_{во}$.

Раскрытые трещины «собирают» флюид с пространства, значительно превышающего околоскважинное пространство исследуемой скважины, но интенсивность и устойчивость притока в ней лимитирует соотношение тангенциального напряжения



и пластового давления в околоскважинном пространстве.

Соотношение тангенциального (кольцевого сжимающего напряжения) σ_θ и пластового давления позволяет оценить гидродинамическую связь скважины с системой трещин, по которым осуществляется основное движение флюидов в порово-каверново-трещинном коллекторе.

Расчеты показали, что соотношение тангенциальных сжимающих нагрузок и пластового давления в потенциально продуктивных пластах Чайкинской скв. 367 неблагоприятны для получения притоков при их вскрытии вследствие невысоких пластовых давлений. При значениях $k > 0,6$, соответствующих упруго-вязкой модели породы, тангенциальные напряжения превышают пластовые давления, раскрытость вертикальных и квазивертикальных трещин уменьшается, что может быть главной причиной неуспешного вскрытия пластов на депрессиях.

В настоящее время отсутствует экспериментальная база, на основе которой можно надежно выбрать коэффициент бокового отпора, разгрузки напряжений по пластовому давлению, пределы упругости, ползучести и прочности карбонатных пород Восточной Сибири. Многие петрофизические лаборатории страны не имеют современного оборудования для исследования физико-механических свойств горных пород в статическом режиме.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Беликов, Б. П.** Упругие свойства породообразующих минералов и горных пород [Текст] / Б. П. Беликов, К. С. Александров, Т. В. Рыжова. – М. : Наука, 1970. – 335 с.
2. **Геомеханические** и технические основы увеличения нефтеотдачи пластов в виброволновых технологиях [Текст] / В. Н. Опарин, Б. Ф. Симонов, В. И. Юшкин [и др.]. – Новосибирск : Наука, 2010. – 404 с.
3. **Глухманчук, Е. Д.** Трещинно-блоковая структура месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-динамических моделей [Текст] / Е. Д. Глухманчук, В. В. Крупницкий, А. В. Леонтовский // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. – Ханты-Мансийск, 2014. – С. 60–68.
4. **Гузов, М. А.** Моделирование осцилляционного деформирования сильно сжатых горных пород [Электронный ресурс] / М. А. Гузов // Вестник Дальневосточного государственного технического университета. – 2011. – № 3/4(8/9). – Точка доступа: <https://www.dvfu.ru/upload/medialibrary/902/2011-3.4-12.pdf>.
5. **Динник, А. Н.** О давлении горных пород и расчет крепи круглой шахты [Текст] / А. Н. Динник. – М. : Инженерный работник, 1925, № 7.
6. **Добрынин, В. М.** Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа [Текст] / В. М. Добрынин. – М. : Недра, 1970. – 239 с.
7. **Ильинский, В. М.** Геофизические исследования коллекторов сложного строения [Текст] / В. М. Ильинский, Ю. А. Лимбергер. – М. : Недра, 1981. – 207 с.
8. **Карев, В. И.** Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин : автореф. дис. ... д. т. н. [Текст] / В. И. Карев. – СПб. : Ин-т проблем машиноведения РАН, 2010. – 33 с.
9. **Лехницкий, С. Г.** Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки кругового сечения [Текст] / С. Г. Лехницкий // Изв. АН СССР, Отд-ние техн. наук. – 1938. – Т. 1.
10. **Лотарев, В.** Дилатансия и аспекты преобразования горных систем [Электронный ресурс] / В. Лотарев, М. Зорина, З. Филатова – Нефтеюганск : ООО «Юганскнефтегеофизика», 2011. – Точка доступа: <http://www.oilcapital.ru/industry/68608.html>.
11. **Митрофанов, В. П.** Остаточная нефтенасыщенность и особенности порового пространства карбонатных пород [Текст] / В. П. Митрофанов, А. А. Злобин. – Пермь : НК «Лукойл» ООО ПермНИПИнефть, 2003. – 239 с.
12. **Оловянный, А. Г.** Боковой распор в массиве горных пород [Электронный ресурс] / А. Г. Оловянный // Зап. Горн. ин-та. – 2010. – Т. 185. – С. 141–147. – Точка доступа: <http://hge.spbu.ru/download/raspor.pdf>.
13. **Определение** статических и динамических модулей упругости горных пород в пластовых условиях [Текст] / А. В. Вавилин, Т. Р. Галлиев, А. А. Кунакасов, Р. В. Пустошкин // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. – Ханты-Мансийск, 2014. – С. 74–79.
14. **Попов, А. Н.** Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным [Электронный ресурс] / А. Н. Попов, Н. Н. Головкина, Р. А. Исмаков // Нефтегазовое дело. – 2005. – Вып. 2. – Точка доступа: http://ogbus.ru/authors/Popov/Popov_1.pdf.
15. **Ребецкий, Ю. Л.** Механизм генерации остаточных напряжений и больших горизонтальных сжимающих напряжений в земной коре внутриплитовых областей [Электронный ресурс] / Ю. Л. Ребецкий. – М. : Институт физики Земли, 2009. – Точка доступа: <http://yak.ifz.ru/pdf-lib-yak/Pages431-466.pdf>.
16. **Савченко, С. Н.** Оценка напряженного состояния горных пород в районе бурения Кольской сверхглубокой скважины [Текст] / С. Н. Савченко // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2004. – № 1. – С. 27–34.
17. **Сибиряков, Б. П.** Напряженное состояние горных пород в окрестности скважины (на примере рифея Сибирской платформы) [Текст] / Б. П. Сибиряков // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34, № 9. – С. 73–80.
18. **Эволюция** геомеханических и электро-механических полей в массиве горных пород при



бурении глубоких скважин [Текст] / Л. А. Назарова, Л. А. Назаров, М. И. Эпов, И. Н. Ельцов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2013. – № 5. – С. 37–49.

19. Fatt, I. Compressibility of sandstones of low to moderate pressures [Text] / I. Fatt // Bull. Amer. Ass. Petrol. Geologists. – 1958. – Vol. 42, N 8. – P. 31–39.

REFERENCES

1. Belikov B.P., Aleksandrov K.S., Ryzhova T.V. *Up-rugie svoystva porodoobrazu-yushchikh mineralov i gornyx porod* [Elastic properties of rock-forming minerals and rocks]. Moscow, Nauka Publ., 1970. 335 p. (In Russ.).

2. Oparin V.N., Simonov B.F., Yushkin V.I., et al. *Geomekhanicheskie i tekhnicheskie osnovy uvelicheniya nefteotdachi plastov v vibrovolnovykh tekhnologiyakh* [Geomechanic and technical foundations of enhanced oil recovery and vibrowave technologies]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2010. 404 p. (In Russ.).

3. Glukhmanchuk E.D., Krupnitskiy V.V., Leontyevskiy A.V. *Treshchinno-blokovaya struktura mestorozhdeniy kak osnovnaya prichina nizkoy effektivnosti geologo-dinamicheskikh modeley* [Fracture-block structure of deposits as a major reason of low effectiveness of geological dynamic models]. *Khanty-Mansiysk: Implementation of petroleum and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous District – Yugra*, 2014, pp. 60–68. (In Russ.).

4. Guzev M.A. *Modelirovanie ostsillyatsionnogo deformirovaniya sil'no szhatykh gornyx porod* [Modelling of oscillatory deformation of highly compressed rocks]. *Electronic periodical: Bulletin of the Far East State Technical University*, 2011, no. 3/4(8/9). Available at: <https://www.dvfu.ru/upload/medialibrary/902/2011-3.4-12.pdf>. (In Russ.).

5. Dinnik A.N. *O davlenii gornyx porod i raschet krepki krugloy shakhty* [Rock pressure and design of a circular mine support]. Moscow, Inzhenernyy rabotnik, 1925, no. 7. (In Russ.).

6. Dobrynin V.M. *Deformatsii i izmeneniya fizicheskikh svoystv kollektorov nefti i gaza* [Deformation and alteration of physical properties of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 239 p. (In Russ.).

7. Ilyinskiy V.M., Limberger Yu.A. *Geofizicheskie issledovaniya kollektorov slozhnogo stroeniya* [Geophysical survey of reservoirs with a complicated structure]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 207 p. (In Russ.).

8. Karev V.I. *Vliyanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gornyx porod na fil'tratsionnyy protsess i debit skvazhin* [Stress and deformation impact on filtration and well flow rate]. Author's summary of doctoral thesis. Saint Petersburg, A.Yu. Ishlinsky Institute of Mechanics Problems of RAS, 2010. 33 p. (In Russ.).

9. Lekhnitskiy S.G. *Opreделение napryazheniy v uprugom izotropnom massive vblizi vertikal'noy tsilindrcheskoy vyrabotki krugovogo secheniya* [Determina-

tion of trends in an elastic isotropic massif near the vertical cylindrical circular working]. Moscow, AS USSR Bulletin, *Division of Technical Sciences*, 1938, vol. 1. (In Russ.).

10. Lotarev V., Zorina M., Filatova Z. *Dilatatsiya i aspekty preobrazovaniya gor-nykh sistema* [Dilatancy and aspects of mountain systems alteration]. Nefteyugansk, OOO Yuganskneftegeofizika, 2011. Available at: <http://www.oilcapital.ru/industry/68608.html>. (In Russ.).

11. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. *Ostatochnaya neftenasyschennost' i osobennosti porovogo prostranstva karbonatnykh porod* [Residual petroleum saturation and pore space features of carbonaceous rocks]. Perm, NK Lukoil OOO PermNIPIneft Publ., 2003. 239 p. (In Russ.).

12. Olovyannyy A.G. [Horizontal stress in rock massif]. Saint Petersburg, Mining Institute Proceedings, *Current Problems of Geomechanics and Mining and Innovative Techniques in Mining*, 2010, vol. 185, pp. 141–147. Available at: <http://hge.spbu.ru/download/raspor.pdf>. (In Russ.).

13. Vavilin A.V., Galliev T.R., Kunakasov A.A., Pustoshkin R.V. [Static and dynamic modules of rock elasticity in formation environment]. *Khanty-Mansiysk: Implementation of petroleum and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous District – Yugra*, 2014, pp. 74–79. (In Russ.).

14. Popov A.N., Golovkina N.N., Ismakov R.A. [Determination of horizontal stress ratio of porous rocks from production data]. *Neftegazovoe delo – Petroleum Industry*, 2005, issue 2. Available at: http://ogbus.ru/authors/Popov/Popov_1.pdf. (In Russ.).

15. Rebetskiy Yu.L. *Mekhanizm generatsii ostatochnykh napryazheniy i bol'shikh gorizont'al'nykh szhimayushchikh napryazheniy v zemnoy kore vnutri plitovykh oblastey* [Generation of residual stress and high horizontal compressive stress in the Earth's crust within plate areas]. Moscow, O.YU. Shmidt Institute of Earth Physics, 2009. Available at: <http://yak.ifz.ru/pdf-lib-yak/Pages431-466.pdf>. (In Russ.).

16. Savchenko S.N. *Otsenka napryazhennogo sostoyaniya gornyx porod v rayone bureniya Kol'skoy sverkhglubokoy skvazhiny* [Estimation of rock stress in the area of drilling of the Kolskaya super-deep drilling]. Novosibirsk, SB RAS Publ., *Physical-technical problems of mineral resources development*, 2004, no. 1, pp. 27–34. (In Russ.).

17. Sibiryakov B.P. *Napryazhennoe sostoyanie gornyx porod v okrestnosti skvazhiny (na primere porod Sibirskoy platformy)* [Rock stress in well environment. A case study from the Siberian Platform]. Novosibirsk, Nauka Publ., SB RAS, *Geology and Geophysics*, 1993, vol. 34, no. 9, pp. 73–80. (In Russ.).

18. Nazarova L.A., Nazarov L.A., Epov M.I., El'tsov I.N. *Evolutsiya geomekhanicheskikh i elektromekhanicheskikh poley v massive gornyx porod pri bure-nii glubokikh skvazhin* [Evolution of geomechanical and electromechanical fields in a rock massif while drilling



of deep wells]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2013, *Physical-technical problems of mineral resources development*, no. 5, pp. 37–49. (In Russ.).

19. Fatt I. Compressibility of sandstones of low to moderate pressures. *Bull. Amer. Ass. Petrol. Geologists*, 1958, vol. 42, no. 8, pp. 31–39.

© Л. Д. Дорогиницкая, О. В. Шиганова,
И. Е. Стомпелев, 2016

ДОРОГИНИЦКАЯ Лидия Михайловна, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, вед. науч. сотр., к.г.-м.н. E-mail: dlm1931@mail.ru

ШИГАНОВА Ольга Викторовна, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, нач. центра, к.г.-м.н. E-mail: shiganova@sniiggims.ru

СТОМПЕЛЕВ Игорь Евгеньевич, ОАО НПЦ «Недра», Ярославль, вед. инженер. E-mail: geol@nedra.ru

DOROGINITSKAYA Lidiya, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. E-mail: dlm1931@mail.ru

SHIGANOVA Olga, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. E-mail: shiganova@sniiggims.ru

STOMPELEV Igor, OAO NTZ Nedra, Yaroslavl, Russia. E-mail: geol@nedra.ru