

Обоснование безопасных режимов эксплуатации водозаборных скважин Вадельпского месторождения

А.В. Серяков^{1*}, М.Ю. Подбережный², О.Б. Бочаров¹, М.А. Азаматов²

¹Новосибирский технологический центр АО Бейкер Хьюз, Новосибирск, Россия

²Салым Петролеум Девелопмент Н.В., Москва, Россия

В работе рассматривается проблема выноса песка на водозаборных скважинах Вадельпского месторождения, расположенного в Ханты-Мансийском А.О. При эксплуатации серьезной проблемой является разрушение стенок необсаженных скважин в районе залегания водоносных слоев на километровой глубине даже при незначительных (4-6 бар) депрессиях на пласт.

В работе дается петрофизическая характеристика высокопроницаемых (0.6-2.5 Дарси) песчаников водонасыщенных горизонтов. Обсуждается эффективность методов предотвращения попадания частиц породы во внутрискважинное пространство и даются практические рекомендации для бурения и эксплуатации.

Для анализа устойчивости стенок скважины используется трехмерное пороупругое моделирование участка ствола, расположенного в водонесущем песчанике. При этом предполагается, что внешняя глинистая корка смывается и разрушается во время выполнения технологических операций со скважиной, а зона кольматации (внутренняя корка) остается и представляет собой радиальную область с пониженной относительно формации, проницаемостью. Кроме того при моделировании среды вокруг скважины учитывается неоднородная проницаемость песчаника по глубине.

Рассмотрены различные режимы соотношений горизонтальных напряжений и их значений. Исследовано влияние умеренно проницаемой и существенно непроницаемой зоны кольматации на распределение эффективных напряжений в формации при максимальной и минимальной депрессиях на пласт. Установлено, что наиболее устойчивой является скважина, находящаяся в условиях действия одинаковых горизонтальных нагрузок, в результате бурения которой была образована умеренно проницаемая зона кольматации.

Особое внимание уделено исследованию влияния проницаемости и ширины области кольматации на вероятность разрушения. Установлено, что вероятность разрушения возрастает при формировании узкой и непроницаемой зоны кольматации. Эффект наиболее заметен в условиях действия равных горизонтальных напряжений. При рассмотрении же неоднородных горизонтальных нагрузок, увеличение эквивалентного напряжения, вызванное уменьшением проницаемости и размера области засорения частицами, незначительно. Тем не менее, вероятность разрушения в случае с неоднородными горизонтальными напряжениями выше, чем с однородными.

По результатам исследования даны рекомендации по составу буровых растворов для использования на Вадельпском месторождении, а относительно операций откачки жидкости для каждого из рассмотренных режимов горизонтальных напряжений указаны допустимые значения депрессии.

Ключевые слова: вынос песка, водозаборные скважины, разрушение, пороупругое моделирование, высокопроницаемый песчаник, зона кольматации

Для цитирования: Серяков А.В., Подбережный М.Ю., Бочаров О.Б., Азаматов М.А. (2018). Обоснование безопасных режимов эксплуатации водозаборных скважин Вадельпского месторождения. *Георесурсы*, 20(4), Ч.1, с. 344-354. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.344-354>

Введение

Одной из проблем, возникающих в процессе эксплуатации месторождений углеводородов, является вынос песка при добыче воды из водонесущих горизонтов. Помимо негативного влияния на оборудование, засорение потока создает также проблему передачи данных, поскольку вносит помехи в гидродинамический канал связи в процессе бурения. Таким образом, определение параметров откачки жидкости без выноса песка является чрезвычайно важной задачей.

Забор воды на Вадельпском месторождении осуществляется с верхних горизонтов, которые в основном сложены песчаниками с высокой проницаемостью, изменяющейся в диапазоне 0.7-2 Дарси. Обеспокоенность

вызывает тот факт, что вынос песка на месторождении начинается при достаточно низкой депрессии, диапазон значений которой составляет 4-6 бар.

В работе дается петрофизическая характеристика пород водонасыщенных горизонтов. Обсуждается эффективность методов предотвращения попадания песчаных частиц в откачиваемую жидкость. Проведено численное трехмерное геомеханическое моделирование участков водозаборных горизонтов, позволившее установить безопасные диапазоны перепада давления, позволяющего минимизировать процесс пескопроявления. Также, по результатам исследований даны рекомендации по составу буровых растворов для использования на Вадельпском месторождении, способствующие снижению выноса песка.

* Ответственный автор: Александр Викторович Серяков
E-mail: Alexander.Seryakov@bakerhughes.com

Характеристика месторождения

Группа Салымских месторождений расположена в 120 км от города Сургут в Ханты-Мансийском А.О. и разрабатывается компанией Салым Петролеум. Вадельпское месторождение граничит с Западно-Салымским и Верхне-Салымским участками компании (Рис. 1). В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента, промежуточного комплекса и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Промышленная нефтеносность месторождения связана с пластами черкашинской свиты, ахской свиты и ачимовской пачки ахской свиты.

Для поддержания пластового давления (ППД) и вытеснения нефти применяется площадное заводнение, а в качестве одного из агентов закачки используется вода

апт-альб-сеноманского комплекса со средней минерализацией 17 г/л, которая близка к минерализации вод нефтеносного комплекса. Одной из важных проблем системы ППД является устойчивость стенок необсаженных водозаборных скважин и вынос песка при добыче воды из водоносного комплекса уватской свиты, средняя мощность которой составляет 290 м. Уватская свита на 85% сложена проницаемыми отложениями (Рис. 2). Среди коллекторов преобладают алевролиты – 55%; алевроитопесчаные породы и песчаники содержатся в количествах 30% и 16%, соответственно.

Петрофизический анализ керна водоносного пласта Уватской свиты с глубин порядка одного километра дополнительно показывает наличие тонких карбонатных прослоек в песчанике, а также присутствие алевролита (Рис. 3).

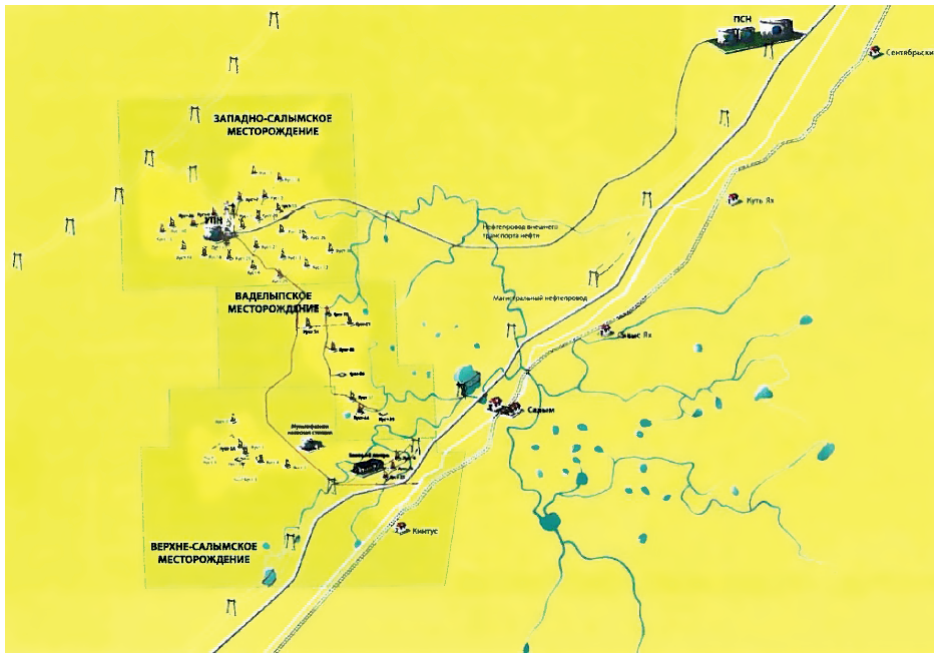


Рис. 1. Карта Салымской группы месторождений

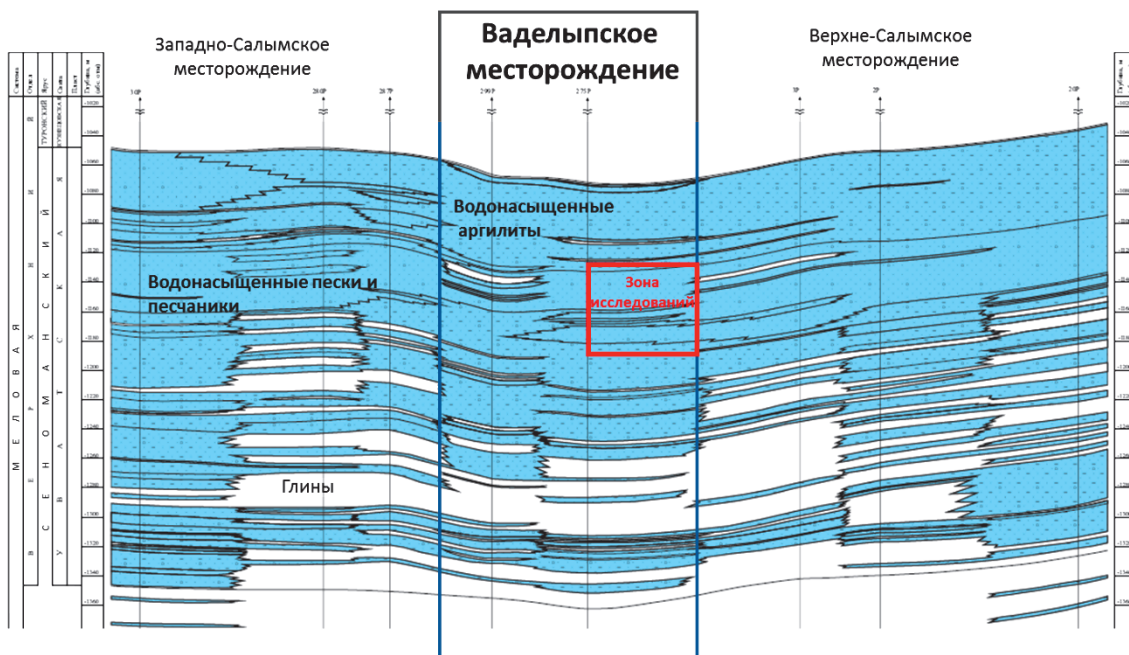


Рис. 2. Разрез апт-альб-сеноманского комплекса на месторождениях Салымской группы. Красным прямоугольником отмечено местонахождение скважины с керном

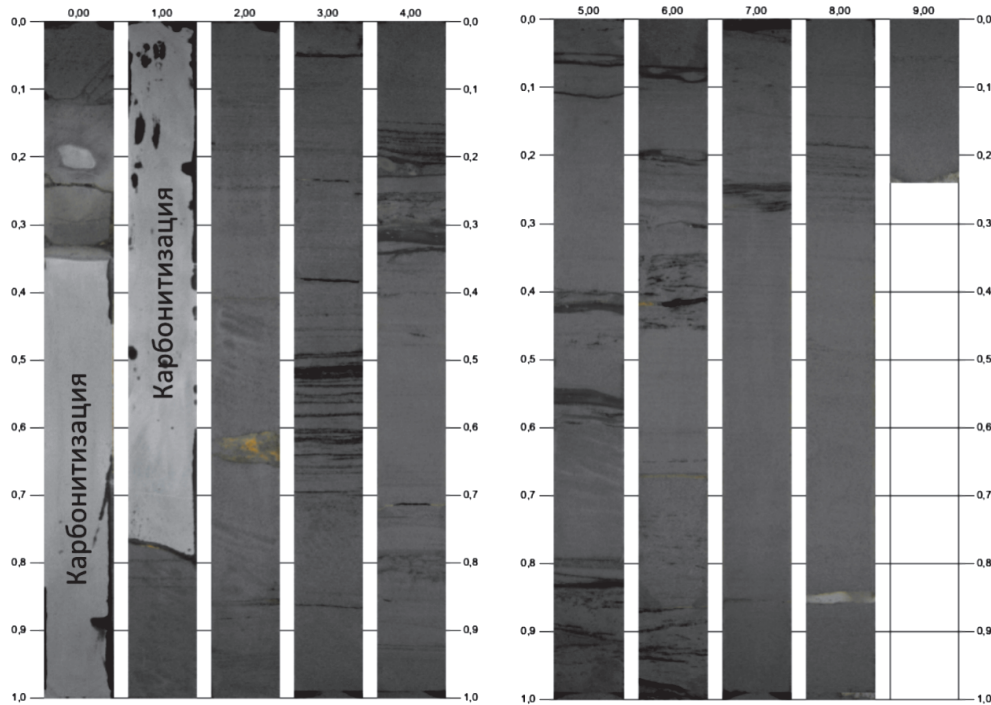


Рис. 3. Фотография в дневном свете метровых секций керна, отобранного из водоносного интервала Уватской свиты

Основной же объем исследуемого интервала представлен песчаником. Уватский песчаник Вадельпского месторождения – консолидированная, но достаточно хрупкая порода, которая при разбуривании характеризуется высокими значениями количества взвешенных частиц (КВЧ), что и создает, в частности, проблему передачи данных в процессе бурения.

Методы предотвращения выноса песка на месторождении

Традиционно для решения проблемы выноса песка и вывала крупных обломков в скважины устанавливаются различные защитные устройства, призванные уменьшить эрозию устьевого и внутрискважинного оборудования при эксплуатации. Для выбора оптимальной системы необходимо проводить научно-исследовательские работы, результаты которых позволят максимально эффективно осуществлять подбор данных защитных устройств.

Для предотвращения попадания в ствол скважины частиц породы на Вадельпском месторождении в пробуренные скважины на подвесе устанавливаются защитные фильтры с проволочной намоткой. Фильтры характеризуются различным зазором пропускающих отверстий. Установлено, что для зазоров шириной 0.2 мм (200 мкм) концентрация выносимых частиц составляет 75 мг/литр. При этом основная доля осадка приходится на гранулы размером 60-100 микрон, как можно видеть из таблицы 1.

Полевые измерения и анализ объемной доли выносимых частиц показывают, что при установке защитного экрана с отверстиями шириной 0.1 мм (Рис. 4) концентрация частиц уменьшается в 7 раз до 10 мг/литр.

Использование следующего типоразмера экрана с шириной зазора 0.05 мм приводит к полному закупориванию и невозможности извлечения воды из пласта. Таким образом, для оптимальной фильтрации жидкости из пласта подходит сетка с ячейками 0.1 мм.

Размеры гранул, мкм	Доля в образце, %
7.5-20	5
20-60	25
60-100	60
>100	10

Табл. 1. Распределение выносимых частиц по размерам

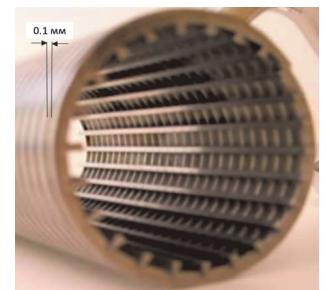


Рис. 4. Защитный фильтр с проволочной намоткой и шириной отверстий 0.1 мм

Данные каротажа и петрофизического анализа керна

Для рассматриваемой скважины водозаборный горизонт находится в интервале 1247-1257 м, и на этих глубинах компанией СибБурМаш осуществлен отбор керна по изолированной технологии с последующей его фиксацией в пеналах с помощью полимерного состава для предотвращения разрушений при транспортировке в лабораторию. После отбора керна компанией КогалымНефтеГеоФизика за одну спускоподъемную операцию был проведен комплекс каротажа на кабеле включающий: гамма каротажа (GR), микрокаротажа сопротивлений (MPZ, MGZ), кавернометрию (Caliper), гамма-гамма плотностной каротажа (RHOZ), нейтронный каротажа (TNPH), пятизондовый индукционный каротажа (AE10-90) и акустический каротажа (VP). Результаты каротажей и керноотбора представлены на рис. 5.

В лаборатории Корэстест Сервис на керне проведены профильные измерения, стандартные анализы, исследования гранулометрического состава и геомеханические тесты при пластовых условиях для определения статических и динамических модулей упругости и предела разрушения.

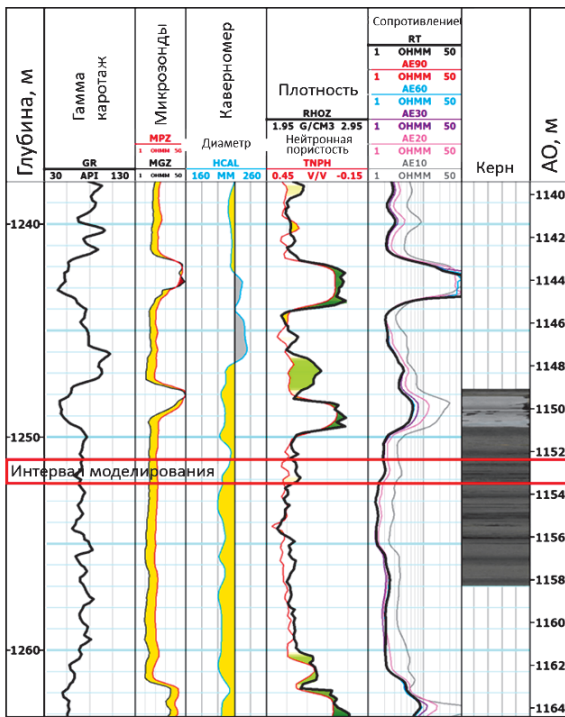


Рис. 5. Результаты каротажей и керноотбора. Красным прямоугольником отмечен интервал, выбранный для моделирования

По результатам стандартных исследований среднее значение пористости составляет 33%, проницаемости – 875 мД. Минимальное значение пористости коллектора составляет 17%, проницаемость – 0.4 мД. Замеры пористости ϕ и проницаемости k с хорошей точностью соответствуют региональному тренду $\text{Log}_{10}(k) = 21.36 \cdot \phi - 4.15$ (Рис. 6).

Анализ шлифов показывает, что породы в указанном интервале представляют собой мелкозернистые песчаники, в которых кварцевые зерна хорошо сцементированы и имеют полуокатанную форму. Зерна, как правило, не имеют четкой ориентации и расположены хаотично. Измерение на водонасыщенном керне скоростей поперечных волн в ортогональных направлениях (VS1, VS2) также демонстрируют отсутствие анизотропии (Рис. 7). Таким образом, структура породы подходит для изотропного описания на микро, мезо- и макроуровне.

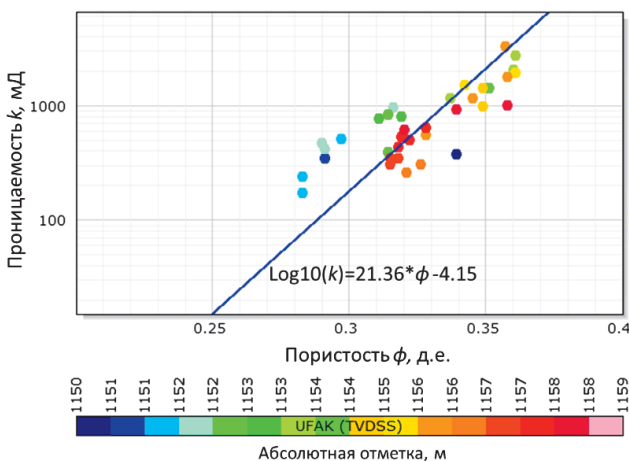


Рис. 6. Зависимость пористость-проницаемость. Цветовая легенда – глубины в метрах

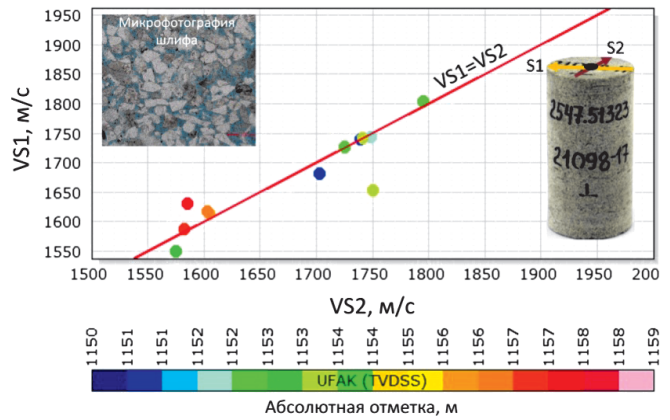


Рис. 7. Скорости поперечных волн в ортогональных направлениях и шлиф демонстрируют изотропию породы. Цветовая легенда – абсолютные глубины в метрах

Модель деформирования пористой среды

Для разработки стратегии бурения и освоения водозаборных скважин без обсадной колонны в продуктивных интервалах было проведено трехмерное геомеханическое моделирование участков водозаборных горизонтов.

Совместное изменение напряжений и порового давления в пласте описывается квазистатической моделью Био (Biot, 1941; Biot, Willis, 1957). Система уравнений включает в себя уравнения равновесия для тензора полных напряжений σ_{ij} :

$$\sigma_{ij,j} = g_i, \tag{1}$$

где запятая означает производную по соответствующей координате, $\vec{g} = (0, 0, \rho g)$.

Уравнение сохранения импульса для флюида с использованием закона Дарси приводит к уравнению на поровое давление p :

$$\frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \Delta p + \alpha \frac{\partial e}{\partial t} = 0, \tag{2}$$

где e – объемная деформация, M – модуль Био, k – проницаемость среды, μ – вязкость флюида, α – коэффициент Био-Уиллиса.

Физические соотношения между полными напряжениями, деформациями и поровым давлением выражаются через обобщенный закон Гука. В предположении изотропности среды, эти соотношения имеют форму:

$$\sigma_{ij} = 2G\varepsilon_{ij} + \lambda e\delta_{ij} - \alpha p, \tag{3}$$

где G – модуль сдвига, λ – параметр Ламе, ε_{ij} – компоненты тензора деформаций.

В качестве критерия разрушения породы используется критерий Кулона-Мора. Разрушение инициируется, в случае, когда значение функции эквивалентного напряжения σ_e , определяемого по формуле (4), превышает предел на одноосное сжатие UCS:

$$\sigma_e = \sigma'_1 - \sigma'_3 \text{ctg} \psi \tag{4}$$

где σ'_1 и σ'_3 – максимальное и минимальное главные эффективные напряжения, $\text{ctg} \psi = (1 + \sin \varphi)/(1 - \sin \varphi)$, φ – угол внутреннего трения.

Система уравнений (1)-(3) решается в трехмерном пространстве с помощью метода конечных элементов (Зенкевич, 1975; Wang, 2000). Для дискретизации сплошной среды используются шестигранники, базисные функции при этом определены в вершинах шестигранника

и билинейны, а функции формы элемента – квадратичные, что позволяет описывать поверхность скважины. Численный алгоритм решения пороупругой задачи сопрягает решение алгебраической системы для порового давления и перемещений путем итераций на каждом временном шаге, пока не будет достигнута заданная точность в определяемых параметрах (Манаков, 2012). Алгоритм метода конечных элементов реализован в программном комплексе Geofluid 3D, в состав которого входит генератор сетки вокруг скважины, решатель и постпроцессор.

Входные параметры моделирования

Для моделирования был выбран метровый интервал 1252.55-1253.55 м, с радиусом скважины $r_b=0.11$ м, без обсадки с проницаемостью породы k , изменяющейся в соответствии с профилем проницаемости (Табл. 2).

На выбранном интервале скважины были отобраны керны перпендикулярно напластованию с глубин 1252.34, 1252.56 и 1253.06 метров. Образцы пород прошли исследования в лаборатории, в результате чего была определена пористость ϕ , статические упругие модули (трехосное испытание в пластовых условиях) – модуль Юнга E и коэффициент Пуассона ν , и предел прочности на одноосное сжатие UCS.

Расчетная область представляет собой вертикальный метровый участок вокруг скважины, окруженный сеткой (Рис. 8), при этом пороупругие свойства породы постоянны по всему интервалу, за исключением проницаемости k , значение которой взяты в соответствии с таблицей 2.

Используя данные каротажа и исследований керна были определены входные параметры интервала моделирования, представленные на рис. 9. При этом значение модуля сдвига $G = E/2(1+\nu) = 2.07$ ГПа. Коэффициент Био-Уиллиса для пород Ваделыпского месторождения $\alpha = 0.95$. Сжимаемость гранул в матрице породы выбрана равной $K'_s = 36$ ГПа, согласно характерному значению сжимаемости для песчаников (Wang, 2000); сжимаемость флюида (вода) $K'_f = 2.3$ ГПа. Используя формулу-следствие

Глубина, м	k , мД
1252.55	1992.86
1252.60	1027.21
1252.65	1222.66
1252.75	1244.95
1252.80	2110.56
1252.85	1513.01
1252.90	1530.42
1252.95	1444.12
1253.00	2053.87
1253.05	1740.98
1253.10	1152.60
1253.15	811.16
1253.20	1539.87
1253.25	0.39
1253.30	1705.04

Табл. 2. Профиль проницаемости водонасыщенного интервала

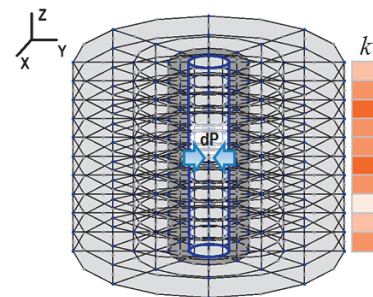


Рис. 8. Расчетная область

уравнений пороупругости (Бочаров, Серяков, 2016)

$$K_u B = \frac{K'_s}{\phi(c_f / \delta - 1)} = \frac{K'_s}{\phi(K'_s / K_f - 1)}, \tag{5}$$

где пористость $\phi = 0.34$, будем иметь $K_u B = 7.23$ ГПа, откуда легко находится параметр Био $M = K_u B / \alpha = 7.64$ ГПа.

На стенке скважины задается перепад давления dP , представляющий собой разницу между давлением в скважине и в пласте. В случае откачки этот параметр отрицательный, однако, далее по тексту статьи для удобства мы будем использовать положительные значения, подчеркивая, что имеем дело с депрессией. Для того, чтобы гидродинамически учесть прискважинную область, засоренную частицами бурового раствора, или зону кольматации, вдоль радиальной координаты проницаемость формации берётся неоднородной. Зона кольматации обозначена затемненной областью вокруг скважины на рис. 10.

Измерения каверномера, выполненные через 8 часов после проходки скважины, показывают наличие корки

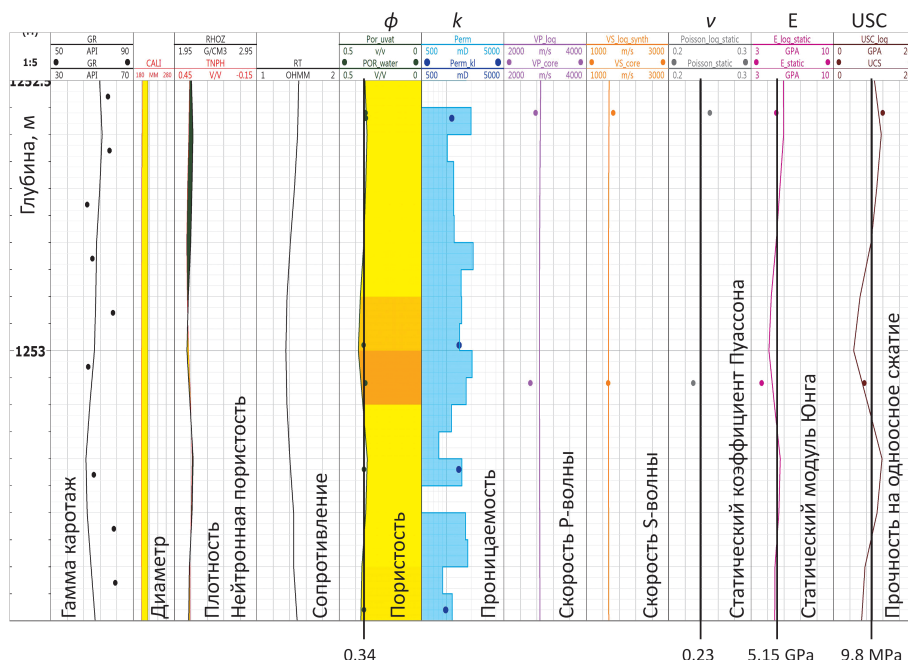


Рис. 9. Данные каротажа, результаты интерпретации, исследований керна и средние значения параметров, используемые для моделирования

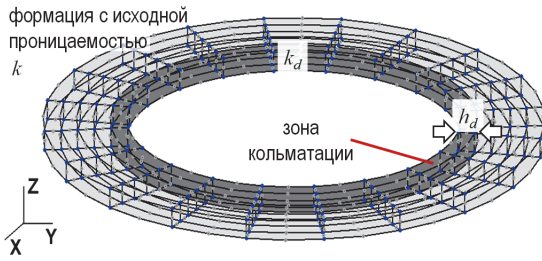


Рис. 10. Схематическое представление прискважинной зоны. Зона кольматации имеет ширину h_d и проницаемость k_d , которая составляет долю от общей проницаемости формации k на данной глубине

бурового раствора. Ее толщина варьируется в диапазоне 10–15 мм. Поскольку исследуемый песчаник характеризуется высокими значениями проницаемости, образование зоны засорения частицами бурового раствора не вызывает сомнений. При моделировании процесса откачки воды мы предполагаем, что вся корка в скважине смывается в процессе подъема и спуска буровой колонны, поэтому учитывается только область кольматации толщиной h_d с уменьшенной, относительно формации, проницаемостью k_d (Рис. 10). Очевидно, что степень засоренности прискважинной области, характеризуемая параметрами k_d и h_d , будет играть важную роль в распределении порового давления, а, следовательно, и эффективных напряжений вокруг скважины. В целях прогноза поведения скважины были проведены расчеты устойчивости ствола при различных, но экспериментально обоснованных (Podberzhny et al., 2017) параметров прискважинной зоны. Так, h_d изменялось от 2 до 30 мм, а значение k_d составляло от 0.1 до 0.0001 доли от проницаемости формации за зоной кольматации k .

Рассмотрим начальные геомеханические условия вокруг скважины. Поровое давление p в пласте составляет 12.3 МПа, что подтверждается промысловыми данными и соответствует гидростатике. Рассчитанное из показаний приборов гамма-гамма плотностного каротажа значение вертикального напряжения S_v для данных глубин залегания пласта составило 23 МПа. Проведенные оценки минимального горизонтального напряжения S_{hmin} находятся в диапазоне 15–17.5 МПа, что подтверждается данными диагностических гидроразрывов пласта (DFIT). Относительно максимального горизонтального напряжения S_{hmax} из измерений на скважине известно, что оно может быть как равно минимальному, так и незначительно отклоняться от него на величину до 1 МПа.

Одним из важнейших параметров при моделировании устойчивости стенок скважины является предел разрушения при одноосном сжатии UCS . Рассматривая распределение UCS в интервале 1252.55–1253.55 м, можно заключить, что наименьшее его значение будет соответствовать высокопроницаемому пропластку на глубине 1253 м, так как здесь достигается наибольшая пористость (34%), что, безусловно, увеличивает вероятность разрушения породного скелета и выбросы песка.

Согласно лабораторным тестам керна (Рис. 11) корреляция UCS от пористости хорошо описывается зависимостью $UCS = 277 \cdot e^{-10 \cdot \phi}$, что согласуется с данными Чанга (Chang et al., 2006). Учитывая данные оценки, будем использовать значение $UCS = 9.8$ МПа для определения разрушения в высокопроницаемом интервале.

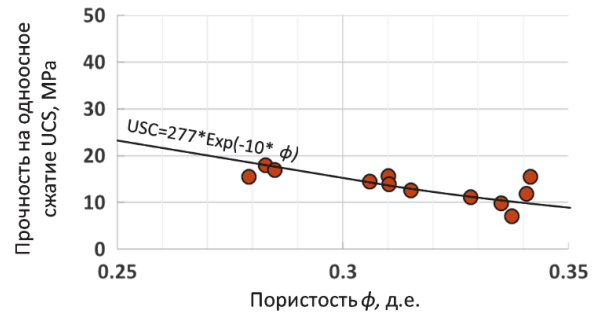


Рис. 11. Зависимость прочности на одноосное сжатие (UCS) от пористости

Результаты моделирования

Еще раз подчеркнем, что основная цель моделирования состоит в выявлении безопасных режимов добычи в определенных выше диапазонах изменения минимального и максимального горизонтальных напряжений, давления откачки, а также в зависимости от степени засорения частицами прискважинной зоны.

А. Внутрискважинные условия и допустимая депрессия

В первую очередь было проведено исследование влияния горизонтальных напряжений и величины депрессии на вынос песка. Для выявления основных закономерностей напряженного состояния в расчетах для зоны кольматации были выбраны некоторые крайние значения: $0.2k$, что часто используется в коммерческих пакетах (GMI SFIB User's manual, 2008) и $0.001k$, где k — проницаемость формации. Для максимального полного горизонтального напряжения S_{hmax} и минимального S_{hmin} были рассмотрены следующие варианты:

1(А): когда напряжения равны между собой $S_{hmax} = S_{hmin}$, при этом исследовались крайние значения $S_{hmin} = 15$ МПа и $S_{hmin} = 17.5$ МПа;

2(А): когда $S_{hmax} = S_{hmin} + 1$ МПа, при этом исследовались граничные случаи $S_{hmin} = 15$ МПа, $S_{hmax} = 16$ МПа; $S_{hmin} = 17.5$ МПа, $S_{hmax} = 18.5$ МПа.

В моделировании были использованы два крайних значения dP — в 4 и 6 бар.

На этапе предварительных методических расчетов было установлено, что значение функции напряжения σ_e (уравнение 4) незначительно изменяется вдоль траектории скважины. Этот факт качественно можно видеть на двумерной картине распределения σ_e на рис. 12 (а), где по оси z отложена относительная глубина h , нулевое значение которой соответствует верхней границе песчаника — 1252.5 м.

Для детальной оценки удобно рассматривать одномерный график σ_e в зависимости от глубины на рис. 12 (б). Моделирование проведено для условий $S_{hmax} = S_{hmin} = 15$ МПа, перепад давления $dP = 4$ бар, радиус зоны повреждения с проницаемостью 0.001 от проницаемости формации примем равным 5 мм. Видно, что изменение σ_e может быть описано линейной функцией, кроме участка на относительной глубине $h = 0.7$ м. Сравнивая это отклонение с распределением проницаемости, которое приведено на рис. 12 (б) можно видеть, что здесь расположена слабопроницаемая карбонатная прослойка. Тем не менее, отклонение σ_e имеет амплитуду менее процента, в то время как для твердого пропластка ожидается значительное увеличение предела на одноосное сжатие.

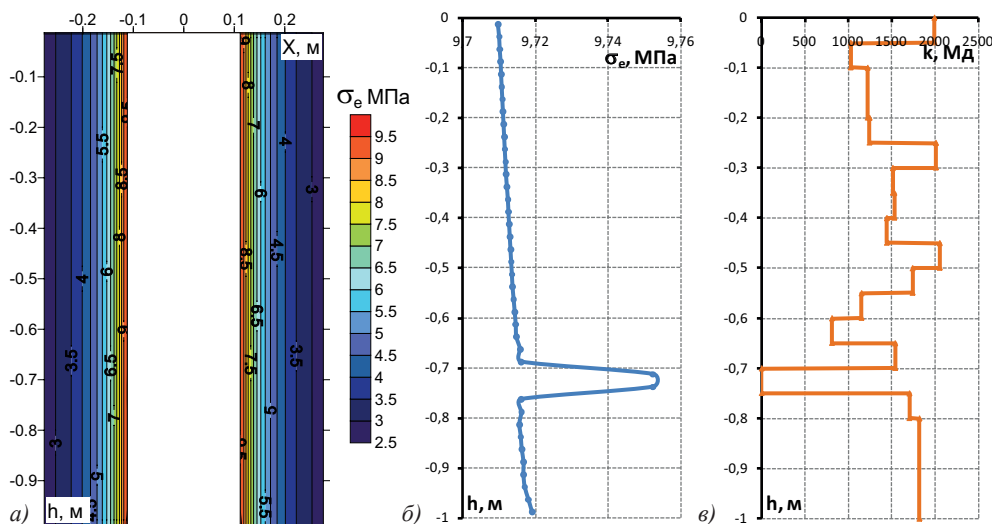


Рис. 12. Распределение функции напряжений σ_e вдоль скважины: двумерная спектральная картина (а) и изменение с глубиной (б), проницаемость формации (в)

Таким образом, при оценке разрушения мы будем ориентироваться на участок на относительной глубине 0.5 м, где достигается наибольшая пористость, проницаемость, а также UCS.

Вариант 1(А): результаты, полученные в условиях одинаковых напряжений, $S_{Hmax} = S_{Hmin}$.

Установлено, что при перепаде давления в 4 бар разрушение возникает только в случае когда $S_{Hmax} = S_{Hmin} = 15$ МПа в слабопроницаемой зоне кольматации, то есть когда $k_d = 0.001k$. При этом максимальное значение 9.92 МПа параметра σ_e зафиксировано не на контуре скважины, а на расстоянии примерно 3 мм от ее стенки. Такое изменение функции σ_e носит регулярный характер и проявляется для низкопроницаемых областей кольматации. Подробнее эффект будет рассмотрен в параграфе о влиянии параметров k_d и h_d на стабильность скважины. При увеличении горизонтальных напряжений до уровня $S_{Hmax} = S_{Hmin} = 17.5$ МПа разрушения не происходит ни в случае с $k_d = 0.001k$, ни в случае с $k_d = 0.2k$.

В случае, когда производится откачка с депрессией в 6 бар, скважина остается целостной только при $S_{Hmax} = S_{Hmin} = 15$ МПа и $k_d = 0.2k$. Остальные варианты напряженного состояния и депрессий небезопасны. Это можно видеть по таблице 3, где в первых двух колонках представлены внутрискважинные условия, а значения σ_e находятся в трех следующих столбцах.

Для того, чтобы иметь референсное значение по параметру σ_e , были также рассчитаны варианты откачки, в которых зона кольматации отсутствовала. Значения эквивалентного напряжения σ_e^0 в этом случае представлены в таблице 3 в крайней правой колонке. Сравнивая σ_e^0 с остальными рассчитанными вариантами, можно видеть, что функция напряженного состояния в зоне кольматации с уменьшенной до 20% проницаемостью по сравнению с формацией, мало отличается от значений при откачке из незагрязненного пласта. Такой эффект наблюдается в указанных малых диапазонах депрессии и соотношений исходных напряжений в формации. Кроме того, моделирование показывает, что наиболее безопасной является откачка из неповрежденного частицами бурового раствора пласта, чего, однако, невозможно достичь в условиях

$S_{Hmax}, S_{Hmin},$ МПа	dP, бар	σ_e для $k_d = 0.2k$	σ_e для $k_d = 0.001k$	σ_e для $h_d = 0$
15	4	9.59	9.92	9.58
15	6	9.68	10.35	9.66
17.5	4	9.62	9.76	9.57
17.5	6	9.9	10.1	9.84

Табл. 3. Максимальные значения σ_e (МПа) в прискважинной области для однородных горизонтальных напряжений

высоких проницаемостей песчаника.

Зона кольматации, проницаемость которой составляет 0.1% от проницаемости формации, является причиной более резкого изменения порового давления в засоренной зоне, что вызывает увеличение эффективных напряжений в прискважинной области.

Изолинии и спектральные диаграммы распределения параметра σ_e в плоскости XY на относительной глубине 0.5 м для случая однородных горизонтальных напряжений представлены на рис. 13.

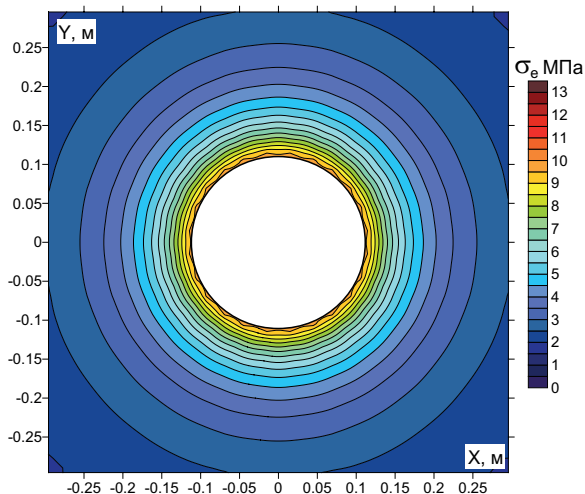


Рис. 13. Распределение функции напряжения σ_e вблизи скважины, рассчитанное для случая $S_{Hmax} = S_{Hmin} = 15$ МПа, перепада давления 4 бар, и зоны кольматации $k_d = 0.001k$. Горизонтальное сечение, приведенное на рисунке, проходит через пропласток с наибольшей проницаемостью

Вариант 2(А). По результатам расчетов в неоднородном поле горизонтальных нагрузок $S_{Hmax} > S_{Hmin}$, как и предсказывает деформационная теория, максимальная концентрация сдвиговых напряжений будет достигаться в направлении действия минимального напряжения S_{Hmin} .

Значения σ_e , полученные в результате расчетов для всех вариантов проницаемости зоны кольматации и перепадов давлений, больше предела на одноосное сжатие. Таким образом, в случае неоднородных горизонтальных напряжений, даже при незначительном их различии, начинается вынос песка. Численные значения σ_e для различных начальных условий представлены в таблице 4. Последняя колонка содержит максимальное значение σ_e^0 при отсутствующей зоне кольматации.

S_{Hmin} , МПа	S_{Hmax} , МПа	dP, бар	σ_e для $k_d = 0.2k$	σ_e для $k_d = 0.001k$	σ_e для $h_d = 0$
15	16	4	9.9	10.04	9.9
15	16	6	9.99	10.47	10
17.5	18.55	4	12.52	12.65	12.59
17.5	18.55	6	12.79	12.99	12.86

Табл. 4. Максимальные значения σ_e (МПа) в прискважинной области для неоднородных горизонтальных напряжений

Анализируя полученные значения σ_e , можно видеть, что наличие кольматации с проницаемостью в 20% от формации даже немного понижает уровень эквивалентного напряжения в случае отсутствия зоны повреждения вообще. С другой стороны, слабопроницаемая зона кольматации в 0.1% от проницаемости породы увеличивает величину σ_e . Сравнивая значения σ_e , полученные для незасоренной формации с аналогичными по таблице 3, можно сделать вывод о том, что неоднородность горизонтальных напряжений оказывает большее влияние на возможность разрушения, чем параметры зоны кольматации.

На рис. 14 представлено распределение параметра σ_e для депрессии dP равной 4 бар, при этом скважина находится в условиях действия напряжений $S_{Hmax} = 18.55$ МПа, $S_{Hmin} = 17.5$ МПа.

Обобщая полученный результат с однородными и неоднородными горизонтальными напряжениями, можно

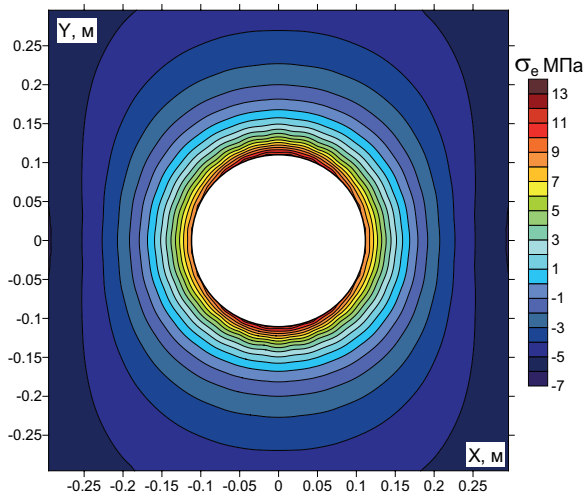


Рис. 14. Распределение напряжения σ_e вблизи скважины, рассчитанное для депрессии 4 бар и значений $S_{Hmax} = 18.55$ МПа, $S_{Hmin} = 17.5$ МПа. Проницаемость зоны кольматации $k_d = 0.001k$

заключить, что вероятность разрушения увеличивается с увеличением амплитуды и разницы между горизонтальными напряжениями, при увеличении депрессии, а также при уменьшении проницаемости зоны кольматации.

Б. Влияние параметров зоны внедрения на вынос песка

Для того, чтобы более тщательно проанализировать влияние зоны кольматации на вынос песка при водозаборе, был выполнен ряд расчетов, в которых изменялась ее проницаемость k_d и ширина h_d . Перепад давления на стенке скважины был установлен равным 4 бар, и рассмотрены два варианта для горизонтальных напряжений:

- 1(Б): $S_{Hmax} = S_{Hmin} = 16$ МПа;
- 2(Б): $S_{Hmax} = 18.55$ МПа, $S_{Hmin} = 17.5$ МПа.

Для ширины зоны кольматации h_d задавались следующие значения: 2, 5, 7, 10 и 30 мм. Проницаемость зоны кольматации k_d составляла от 10% до 0.01% от проницаемости формации, а именно, коэффициент γ в соотношении $k_d = \gamma k$ принимал значения 0.1, 0.01, 0.001 и 0.0001.

Вариант 1(Б). В однородном поле горизонтальных напряжений расчет без зоны кольматации дает $\sigma_e^0 = 9.558$ МПа. При анализе результатов расчета с зоной кольматации удобно рассматривать функцию отклонения $\Delta\sigma_e = (\sigma_e - \sigma_e^0) / \sigma_e^0$ от базового значения σ_e^0 . Моделирование показывает, что максимальный уровень эквивалентного напряжения достигается в случае, когда зона кольматации очень маленькая и слабопроницаемая, то есть сильно забита частицами бурового раствора. В этих условиях в зоне повреждения при откачке индуцируется значительный градиент эффективных напряжений, что и приводит к разрушению. Распределение отклонения $\Delta\sigma_e$ в зависимости от параметров h_d и коэффициента уменьшения γ представлено на рис. 15 в виде поверхности.

Следует отметить, что максимальное значение напряжений в случае непроницаемой зоны кольматации (0.1 и 0.01%) достигается не на стенке, а в формации на расстоянии 1-2 мм от контура скважины. Это можно видеть по графикам распределения σ_e , построенным для толщины зоны кольматации 2 мм и 5 мм (Рис. 16). Таким образом, ожидается, что в режиме откачки при превышении значений UCS разрушения будут происходить в зоне шириной 1-2 мм от стенки скважины.

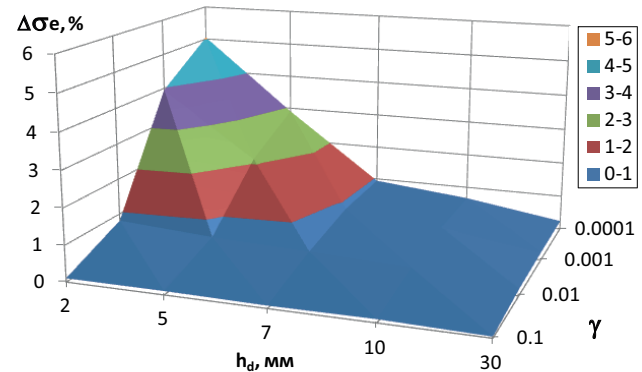


Рис. 15. Отклонение в максимальных значениях эквивалентного напряжения вокруг скважины в однородном поле горизонтальных напряжений $S_{Hmax} = S_{Hmin} = 16$ МПа в зависимости от ширины h_d и проницаемости k_d зоны кольматации. Параметр γ количественно характеризует уменьшение проницаемости по сравнению с нетронутой формацией, $k_d = \gamma k$

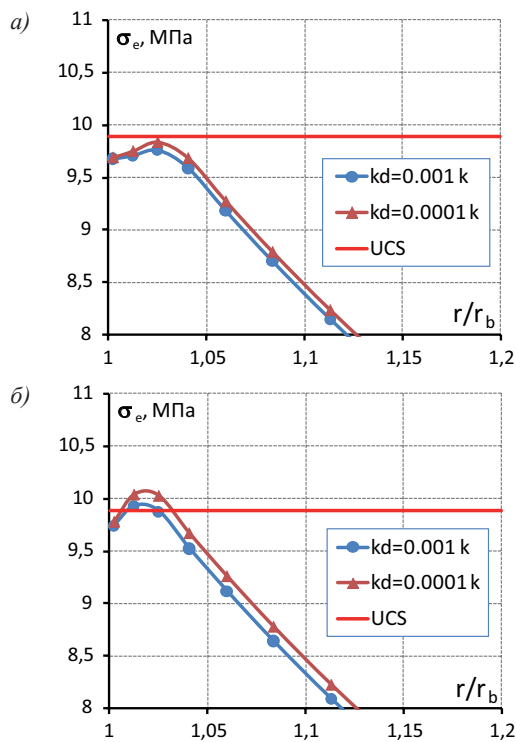


Рис. 16. Характер распределения функции σ_e в прискважинной зоне для $h_d=5$ мм (а) и $h_d=2$ мм (б). Горизонтальные напряжения $S_{Hmax}=S_{Hmin}=16$ МПа, депрессия $dP=4$ бар, относительная глубина сечения $h=0.5$ м, радиус скважины $r_b=0.11$ м

В целом, моделирование показывает, что зона загрязнения оказывает незначительное влияние на величину напряжений в пористой матрице при откачке. Наибольшее приращение в 5% достигается при формировании малопроницаемой и слабо протяженной области кольтатации.

Вариант 2(Б). В случае отсутствия зоны кольтатации максимальное значение эквивалентного напряжения σ_e^0 достигается на контуре скважины в направлении действия минимального горизонтального напряжения и равно 10.4841 МПа. Таким образом, внутрискважинный режим с $S_{Hmax} = 18.55$ МПа и $S_{Hmin} = 17.5$ МПа уже является небезопасным.

Как показывает моделирование, для случая неравных горизонтальных напряжений, присутствие зоны повреждения незначительно увеличивает параметр σ_e . Максимальное его отклонение составляет 2.3%. Вид функции $\Delta\sigma_e$, построенной в переменных (h_d, γ) , представлен на рис. 17 и качественно повторяет поверхность, построенную для случая $S_{Hmax} = S_{Hmin} = 16$ МПа.

Сравнивая значения σ_e^0 для различных соотношений горизонтальных напряжений и вариацию $\Delta\sigma_e$, полученную для случая $S_{Hmax} > S_{Hmin}$, можно сделать вывод, что неравенство напряжений оказывает большее влияние на разрушение, чем зона кольтатации.

Выводы

Обобщая полученные для Ваделъпского месторождения результаты, можно сделать следующие основные выводы.

1. Моделирование подтверждает вынос песка при добыче воды из продуктивного пласта со значениями депрессии в 4-6 бар.

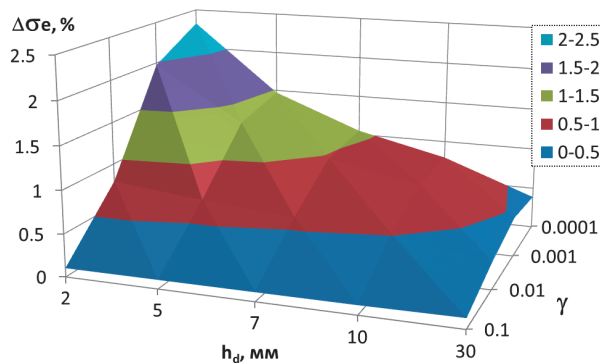


Рис. 17. Функция отклонения, построенная для случая $S_{Hmax} = 18.55$ МПа и $S_{Hmin} = 17.5$ МПа, в зависимости от ширины зоны кольтатации h_d и коэффициента уменьшения проницаемости γ

2. В условиях действия однородных горизонтальных нагрузок безопасными режимами являются:

- при горизонтальных напряжениях 15 МПа и умеренно засоренной прискважинной зоне (10-20% от проницаемости формации) допустимы перепады давления до 6 бар;
- при горизонтальных напряжениях порядка 17 МПа и умеренно засоренной прискважинной зоне допустимы значения для перепада давления до 4 бар.

3. В скважинных условиях, когда максимальное горизонтальное напряжение превышает минимальное на 1.05 МПа, для случаев $S_{Hmin} = 15$ МПа, $S_{Hmax} = 16$ МПа; $S_{Hmin} = 17.5$ МПа, $S_{Hmax} = 18.55$ МПа и умеренно засоренной прискважинной зоне, вынос песка начинается при депрессии в 4 бар.

4. Влияние степени засоренности прискважинной зоны и ее ширины на увеличение эквивалентного напряжения наиболее ощутимо в условиях однородных горизонтальных напряжений, и может достигать до 6% от уровня эквивалентного напряжения, рассчитанного для откачки из «чистого» пласта.

5. Существенно непроницаемые зоны кольтатации длиной 2-5 мм создают большой градиент порового давления при откачке, что вызывает отслоение от стенки скважины цилиндрических частей толщиной 1-2 мм. Эффект наблюдается в условиях действия одинаковых горизонтальных напряжений.

6. Изменение параметров зоны кольтатации в неоднородном поле горизонтальных напряжений может увеличивать эквивалентное напряжение до 2.5% по отношению к откачке из «чистого» пласта.

7. Анализируя переход от случая одинаковых горизонтальных напряжений к случаю неоднородных горизонтальных напряжений с позиции изменения функции разрушения в прискважинной зоне, можно заключить, что эквивалентное напряжение более чувствительно к разнице между горизонтальными нагрузками, чем к параметрам зоны кольтатации.

Рекомендации по бурению и извлечению воды на месторождении

На основе выводов можно предложить следующие рекомендации по ведению работ на месторождении:

1. Использовать в скважине защитные экраны с диаметром сетки 0.1 мм.

2. При вскрытии целевого горизонта использовать буровой раствор с частицами, диаметр которых больше размера пор для того, чтобы препятствовать образованию зоны повреждения.

3. Использовать буровой раствор с малой концентрацией взвешенных частиц для формирования проницаемой зоны кольматации. Такой режим обеспечит невозрастание эквивалентного напряжения на стенке скважины при добыче воды.

4. Если же при бурении скважины критично использовать суспензии для предотвращения проникновения в нижележащие нефтенасыщенные пласты, рекомендуется применять мелкие фракции, для формирования протяженной зоны кольматации, что, однако, затруднит последующее водоизвлечение.

5. При откачке из пласта, в котором действуют однородные горизонтальные напряжения порядка 15 МПа, рекомендуется использовать депрессию не более 6 бар.

6. При извлечении воды из пласта с горизонтальными напряжениями порядка 17 МПа рекомендуется создавать перепад давления меньше 4 бар.

7. Необходимо уделить особое внимание определению действующих горизонтальных напряжений в формации, так как превышение максимального горизонтального напряжения над минимальным оказывает большее влияние на разрушение стенки скважины при откачке, чем образование зоны повреждения во время бурения.

Литература

Бочаров О.Б., Серяков А.В. (2016). Моделирование нехарактерного разрушения продуктивных слоев песчаника при бурении. *Физическая Механика*, 19(6), с. 86-93.

Зенкевич О. (1975). Метод конечных элементов в технике. Москва: Мир, 544 с.

Манаков А.В., Рудяк В.Я. (2012). Алгоритм совместного моделирования фильтрационных и геомеханических процессов в прискважинной зоне. *Сибирский журнал индустриальной математики*, 15(1), с. 53-65.

Biot M.A. (1941). General Theory of Three-Dimensional Consolidation. *Journal of Applied Physics*, 12(2), pp. 155-161. <https://doi.org/10.1063/1.1712886>

Biot M.A., Willis D.G. (1957). The Elastic Coefficients of the Theory of Consolidation. *Journal of Applied Mechanics*, 24, pp. 594-601.

Chang C., Zoback M. D. and Khaksar A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51, pp. 223-237. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.01.003>

Fjær E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M. and Risnes R. (1992). Petroleum Related Rock Mechanics. *Developments in Petroleum Science*, 33, 337 p.

GMI SFIB User's manual (2008). GeoMechanics International, Inc., 295 p.
Podberzhny M., Polushkin S., Makarov A. (2017). Novel Approach for Evaluation of Petrophysical Parameters from Time-lapse Induction Logging-While-Drilling Measurements in Deviated and Horizontal Wells. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. SPE-187911-MS. <https://doi.org/10.2118/187911-MS>

Wang H.F. (2000). Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrology. Princeton: Princeton University Press, 287 p.

Сведения об авторах

Александр Викторович Серяков – научный сотрудник, канд. техн. наук

Новосибирский технологический центр АО Бейкер Хьюз

Россия, 630090, Новосибирск, ул. Кутателадзе, д. 4А
E-mail: Alexander.Seryakov@bakerhughes.com

Максим Юрьевич Подберезный – главный петрофизик, канд. физ.-мат. наук

Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, д. 31

Олег Борисович Бочаров – зам. директора по НР, канд. физ.-мат. наук

Новосибирский технологический центр АО Бейкер Хьюз

Россия, 630090, Новосибирск, ул. Кутателадзе, д. 4А

Марат Альбертович Азаматов – руководитель направления краткосрочного планирования разработки, магистр физики

Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, д. 31

Статья поступила в редакцию 31.07.2018;

Принята к публикации 26.09.2018;

Опубликована 30.11.2018

IN ENGLISH

The safe operations modes substantiation for water source wellbores of the Vadelypskoye deposit

A. V. Seryakov^{1}, M. Yu. Podberzhny², O. B. Bocharov¹, M. A. Azamatov²*

¹Novosibirsk Technology Center Baker Hughes JSC, Novosibirsk, Russian Federation

²Salym Petroleum Development N.V., Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Alexander V. Seryakov, e-mail: Alexander.Seryakov@bakerhughes.com

Abstract. The sand production problem for the water sources wellbores at the Vadelypskoye oilfield that is located in Hanty-Mansy region of Russia is considered. The serious issue during field operations is the open wellbore wall destruction even if low drawdown rates (4-6 bar) are applied to the water-bearing pay at one kilometer depth.

Petrophysical analysis of high permeable (0.6-2.5 D) sandstones of water-bearing pay is presented. The effectiveness of the sands prevention methods used at the deposit is discussed and the practical recommendations for drilling and operations are given.

To identify the conditions of safe fluid extraction the three-dimensional poroelastic software was used for modeling of the vertical borehole section located in the water saturated sandstone. We consider the mudcake is stripped and disappeared due to the wellbore technological operations but the plugging zone persisted. The colmatage zone was taken into account in the modeling as the radial area with reduced relative to formation permeability. Along with this, the axial sandstone permeability is non-uniform and assigned according to the core data.

Different horizontal stresses ratios and values are considered in the simulations. The medium-clogged and high-clogged damage zone influence on the formation effective stresses was studied for minimal and maximal drawdown values. It was established that the most stable borehole relative to the draw-down is located in the homogeneous horizontal stress field within the medium-clogged damage zone.

Special attention was given to the damage zone permeability and thickness influence on the wellbore wall failure while pumping. It was determined that rock failure is more possible when the thin and low-permeable colmatage zone is built in formation. The near-wellbore zone colmatage effect on rock destruction can be definitely seen for conditions of equal horizontal stresses but decreases when horizontal loads are unequal. The analysis of different in-situ conditions showed that the difference between horizontal stresses has more effect on destruction than colmatage zone parameters changes.

The water-pumping admissible drawdown pressure ranges are specified for each horizontal stresses regime and the recommendations were given for sanding screen characteristics. For wellbore planning at the Vadelypskoye deposit the preferable drill mud composition was described that will contribute to subsequent safe water pumping.

Keywords: sand production, water sources wellbores, destruction, poroelastic modelling, high permeable sandstone, colmatage zone

Recommended citation: Seryakov A.V., Podbereznyy M.Yu., Bocharov O.B., Azamatov M.A. (2018). The safe operations modes substantiation for water source wellbores of the Vadelypskoye deposit. *Georesursy = Georesources*, 20(4), Part 1, pp. 344-354. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.344-354>

References

- Biot M.A. (1941). General Theory of Three-Dimensional Consolidation. *Journal of Applied Physics*, 12(2), pp. 155-161. <https://doi.org/10.1063/1.1712886>
- Biot M.A., Willis D.G. (1957). The Elastic Coefficients of the Theory of Consolidation. *Journal of Applied Mechanics*, 24, pp. 594-601.
- Bocharov O.B., Serjakov A.V. (2016). Modelirovanie neharakternogo razrusheniya produktivnyh sloev peschanika pri burenii [Simulation of uncharacteristic destruction of sandstone productive layers during drilling].

Fizicheskaya Mezomehanika = Physical Mesomechanics Journal, 19(6), pp. 86-93. (In Russ.)

Chang C., Zoback M. D. and Khaksar A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51, pp. 223-237. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.01.003>

Fjær E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M. and Risnes R. (1992). Petroleum Related Rock Mechanics. *Developments in Petroleum Science*, 33, 337 p.

GMI SFIB User's manual (2008). GeoMechanics International, Inc., 295 p.

Manakov A.V., Rudjak V.Ja. (2012). Algoritm sovmestnogo modelirovaniya fil'tracionnyh i geomechanicheskikh processov v priskvazhinnoj zone [Algorithm for joint modeling of filtration and geomechanical processes in the near-wellbore zone]. *Sibirskiy zhurnal industrial'noy matematiki = Siberian Journal of Industrial Mathematics*, 15, 1(49), pp. 53-65. (In Russ.)

Podbereznyy M., Polushkin S., Makarov A. (2017). Novel Approach for Evaluation of Petrophysical Parameters from Time-lapse Induction Logging-While-Drilling Measurements in Deviated and Horizontal Wells. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. SPE-187911-MS. <https://doi.org/10.2118/187911-MS>

Wang H.F. (2000). Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrology. Princeton: Princeton University Press, 287 p.

Zienkiewicz O. (1975). Metod konechnykh elementov v tekhnike [The finite element method in engineering science]. Moscow: Mir, 544 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexander V. Seryakov – Researcher, PhD (Engineering)
Novosibirsk Technology Center Baker Hughes JSC
4A, Kutateladze st., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Maxim Yu. Podbereznyy – Chief petrophysicist, PhD
(Physics and Mathematics)

Salym Petroleum Development NV
31, Novinsky boul., Moscow, 123242, Russian Federation

Oleg B. Bocharov – PhD (Physics and Mathematics),
Deputy Director
Novosibirsk Technology Center Baker Hughes JSC
4A, Kutateladze st., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Marat A. Azamatov – Head of the Department, Master of
Physics, MSc Petroleum Engineering
Salym Petroleum Development NV
31, Novinsky boul., Moscow, 123242, Russian Federation

Manuscript received 31 July 2018;

Accepted 26 September 2018; Published 30 November 2018