

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА

Шаляпин Денис Валерьевич¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Шаляпина Аделя Данияровна¹,
shaljanaad@tyuiu.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность работы заключается в необходимости применения геомеханического моделирования для обоснования возможности вскрытия низконапорных пластов сеноманского комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции промысловыми жидкостями плотностью $0,6 \text{ г/см}^3$ и в повышении рентабельности бурения путем строительства скважин малого диаметра.

Цели: сбор необходимой для геомеханического моделирования информации; построение математической модели механических свойств горных пород, слагающих интервал бурения под эксплуатационную колонну; проведение корреляционного анализа расчетных значений и значений, полученных в ходе керновых испытаний; корректировка модели механических свойств на основе опытных данных; определение граничных условий для дестабилизации стенок скважин под воздействием разнонаправленных эффективных напряжений; установление безопасного интервала плотности бурового раствора для вскрытия низконапорных коллекторов; обоснование возможности применения промысловых жидкостей плотностью $0,5\text{--}0,8 \text{ г/см}^3$; расчет прочностных характеристик крепи скважины с учетом уменьшения ее металлоемкости; проведение экономического обоснования целесообразности применения скважин малого диаметра для разработки месторождения на поздней стадии.

Объекты: облепченные промысловые жидкости, технология бурения на депрессии, скважины малого диаметра.

Методы: геомеханическое моделирование прочностных свойств горных пород, слагающих геологический разрез скважин по добыче низконапорного газа сеноманского яруса; расчет обсадных колонн на прочность на различных этапах эксплуатации.

Результаты. Построена математическая модель упруго-прочностных свойств горных пород интервала бурения под эксплуатационную колонну, определены значения напряжения, при которых начинаются вывалы стенок; обоснована возможность бурения низконапорных скважин с применением буровых растворов с плотностью $0,6 \text{ г/см}^3$ с учетом недопущения осыпей и обвалов стенок скважин; подтверждена возможность уменьшения металлоемкости конструкции низконапорных скважин для повышения экономической эффективности бурения.

Ключевые слова:

низконапорный газ, сеноманская залежь, геомеханическое моделирование, облепченные буровые растворы, оптимизация решений.

Введение

Добыча природного газа на севере Тюменской области является одной из стратегических задач по обеспечению экономического развития Российской Федерации. Основные запасы газа сосредоточены в сеноманской толще таких месторождений, как Вынгапуровское, Медвежье, Ямбургское и Уренгойское. Из-за выработки большей части балансовых запасов на текущий момент данные месторождения характеризуются падением пластовых давлений на 70–80 % от начальных значений [1]. Несмотря на складывающуюся ситуацию, объем низконапорного газа зрелых месторождений Западной Сибири находится на уровне триллионов кубометров [2]. По причине высоких капиталовложений по извлечению природного газа при малой пластовой энергии процесс становится нерентабельным, что требует поиска новых технологических решений и оптимизации существующих для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов.

Одним из способов снижения негативного воздействия на пласт является применение пенных буровых растворов, чья плотность может составлять до $0,5 \text{ г/см}^3$, что позволяет создавать депрессию [3, 4]. Однако проводка скважины в таких условиях чревата возникнове-

нием осыпей и обвалов ствола. Для снижения рисков возникновения осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважины, необходимо проведение дополнительных геомеханических расчетов для определения безопасного диапазона плотности используемого бурового раствора [5, 6]. Построение 1D-геомеханической модели позволит определить прочностные характеристики горных пород во всем разрезе скважины и, как следствие, спрогнозировать наиболее потенциально опасные интервалы [7, 8].

Другой технологией повышения эффективности разработки зрелых месторождений является снижение металлоемкости конструкции скважин путем уменьшения диаметра и количества обсадных колонн [9–11]. Помимо сокращения затрат на обсадные трубы на 30 %, снижается потребный объем тампонажных растворов на 40 %, уменьшается объем буровых растворов на 30 % и сокращается количество выбуренного шлама, что в итоге может способствовать снижению общей стоимости строительства скважины на 25 % [12].

В данной работе с помощью геомеханического моделирования подтверждена возможность применения буровых растворов пониженной плотности для строительства скважин на истощенные объекты се-

номанской залежи. Проведены расчеты по обоснованию уменьшения диаметров обсадных колонн для добычи низконапорного газа.

Объект и методы исследования

Технология бурения на депрессии требует повышенного внимания к целостности ствола скважины, поскольку создаваемый перепад давлений может превысить скелетные напряжения, что спровоцирует появление осыпей и обвалов стенок скважин. По этой причине первым объектом исследования является применение геомеханического моделирования для решения задачи по обоснованию возможности бурения низконапорных скважин на депрессии.

Расчет устойчивости стенок скважин производился на основе методики, предложенной Марком Зобакком [13]. Основой для геомеханического моделирования является рассчитанная модель механических свойств, давлений и напряжений, чьи значения коррелируются с натурными данными, получаемыми в процессе бурения, проведения гидроразрыва пласта (ГРП) и исследования керна. На основании установленных величин прочностных параметров горных пород определяется безопасный интервал плотности бурового раствора для поддержания целостности стенок скважины.

На первом этапе собирается необходимая геофизическая информация по месторождению с залеганием сеноманских низконапорных отложений на завершающей стадии их разработки: плотностной и акустической каротажи, данные мини-ГРП, кавернометрия, и производится литологическое расчленение согласно упруго-прочностным и физическим свойствам горных пород.

На втором этапе, основываясь на эмпирических и теоретических зависимостях, представленных в работе [14], рассчитываются основные динамические ($E_{дин}$) и статические ($E_{стат}$) прочностные характеристики горных пород. К динамическим характеристикам горных пород относятся коэффициент Пуассона ($\nu_{дин}$), динамический модуль Юнга, модуль объемного сжатия, модуль сдвига, которые определяют реакцию образчика горной породы на кратковременные нагрузки без кардинального изменения формы, находящейся в пределах упругой деформации породы. Для расчета динамических свойств используются акустические данные и данные плотности. Формула для определения величины динамического модуля Юнга:

$$E_{дин} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с), V_s – поперечная звуковая волна (км/с), ρ – плотность горной породы (кг/м³).

Динамический коэффициент Пуассона:

$$\nu_{дин} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с), V_s – поперечная звуковая волна (км/с).

На основе полученных значений динамических упруго-прочностных параметров определяются такие

статические свойства горных пород, как статические модули Юнга, сдвига, объемного сжатия, статический коэффициент Пуассона, предел прочности на сжатие, предел прочности на разрыв, угол внутреннего трения. Данные прочностные показатели характеризуют реакцию пород на долговременную нагрузку, при которой величина деформации значительно больше, чем при воздействии акустических волн.

В случае, когда лабораторные керновые исследования не проводились, используются опытные зависимости, полученные для различных регионов бурения. Для определения статического модуля Юнга ($E_{стат}$) песчано-глинистых пород использовалась корреляция Дж. Фуллера, для определения предела прочности при одноосном сжатии (UCS) использовалась эмпирическая формула Хорсруда:

$$E_{стат} = 0,032 * E_{дин}^{1,632},$$

где $E_{дин}$ – динамический модуль Юнга (ГПа).

$$UCS = 0,77V_p^{2,93},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с).

Согласно опыту построения геомеханических моделей на основе аналитических зависимостей, статический коэффициент Пуассона ($\nu_{стат}$) принимался равным динамическому коэффициенту Пуассона ($\nu_{дин}$) по всему разрезу. Модуль сдвига ($G_{стат}$) и модуль объемного сжатия ($K_{стат}$) рассчитывались через статический модуль Юнга и статический коэффициент Пуассона:

$$G_{стат} = \frac{E_{стат}}{2(1+\nu_{стат})},$$

$$K_{стат} = \frac{E_{стат}}{3(1-2\nu_{стат})},$$

где $E_{стат}$ – статический модуль Юнга (ГПа); $\nu_{стат}$ – статический коэффициент Пуассона.

Предел прочности на разрыв принимается равным 10 % предела прочности при одноосном сжатии, согласно информации, представленной в [13]. Определение угла внутреннего трения позволяет вычислить плоскость разрушения при воздействии направленных нагрузок. По причине отсутствия натуральных экспериментов на керновом материале расчет угла производится на основе гамма-каротажа по формуле М. Лала:

$$FANG = \arcsin \frac{(V_p - 1000)}{(V_p + 1000)},$$

где V_p – продольная звуковая волна (км/с).

На заключительном этапе определяются прочностные показатели горных пород, от величины и направленности которых зависит целостность стенок скважины. Для определения максимальных и минимальных эффективных и главных напряжений сначала рассчитывается вертикальное напряжение:

$$S_v = g \int_0^z \rho(z) dz,$$

где g – ускорение свободного падения (м/с²); ρ – плотность горных пород, (кг/м³).

Далее рассчитываются максимальные (S_{Hmax}) и минимальные (S_{Hmin}) напряжения, действующие на ствол скважины:

$$S_{h\min} = \frac{v}{1-v} S_v - \frac{v}{1-v} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_h + \frac{vE}{1-v^2} \varepsilon_H,$$

$$S_{h\max} = \frac{v}{1-v} S_v - \frac{v}{1-v} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{vE}{1-v^2} \varepsilon_h,$$

где α – коэффициент Био; ε_h – деформация в направлении минимального горизонтального напряжения; ε_H – деформация в направлении максимального горизонтального напряжения.

На следующем этапе производится расчет разнонаправленных эффективных напряжений, возникающих под воздействием изменения термобарических условий. На стенки скважины действует кольцевое, радиальное и осевое напряжения (рис. 1). Они зависят от горизонтальных напряжений, порового давления, давления бурового раствора, степени охлаждения, пространственной ориентации ствола (зенитный угол и азимут), а также рассматриваемого направления.

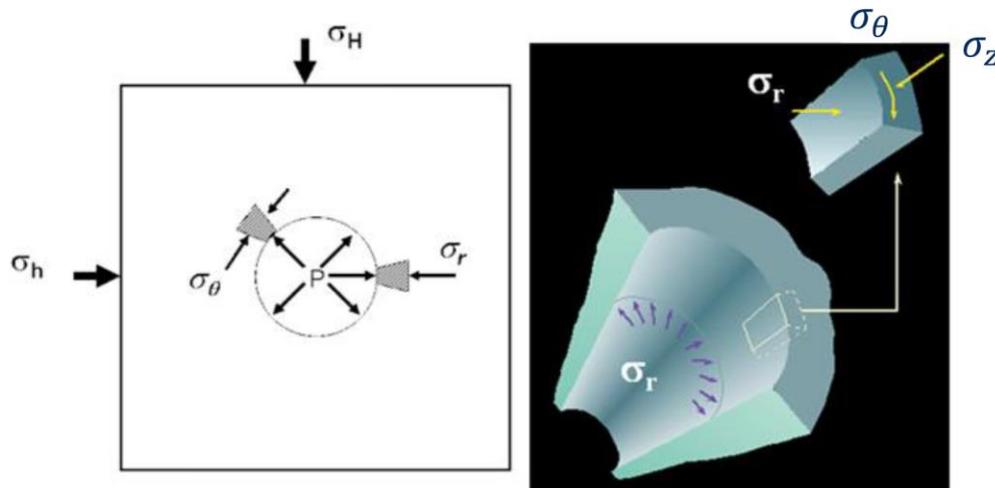


Рис. 1. Ориентация напряжений на стенке скважины (P – забойное давление; σ_H – максимальное эффективное напряжение; σ_h – минимальное эффективное напряжение; σ_r – радиальное напряжение; σ_z – осевое напряжение; σ_θ – кольцевое напряжение; $\tau_{r\theta}$ – сдвиговое напряжение)

Fig. 1. Orientation of stresses on the borehole wall (P – downhole pressure; σ_H – maximum effective stress; σ_h – minimum effective stress; σ_r – radial stress; σ_z – axial stress; σ_θ – annular stress; $\tau_{r\theta}$ – shear stress)

Дополнительно выполняется сопоставление величин эффективных напряжений и прочности на одноосное сжатие в зависимости от направления азимутального угла. В случае превышения значения предела прочности при одноосном сжатии на стенках скважины образуются вывалы, что влечет возникновение аварийно-опасных ситуаций. Данный расчет позволяет определить наиболее безопасное направление бурения скважины с учетом выбранной плотности промывочной жидкости.

Методика оптимизации конструкции скважины

Согласно экономическим расчетам, около 50 % капиталовложений в обустройство месторождений приходится на бурение скважин [15]. Поэтому снижение стоимости строительства скважин на зрелых газовых месторождениях является актуальным объектом исследования. Наиболее целесообразным и технологически выполнимым способом является строительство скважин малого диаметра. Методика оптимизации конструкции скважины основывается на определении

На завершающем этапе производится определение граничных условий для образования трещин и вывалов. Для месторождений, чье пластовое давление значительно ниже первоначальных естественных значений, целесообразно находить только напряжения, превышение которых повлечет образование вывалов:

$$S_{H\max} = \frac{(C_{eff} + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{h\min}(1 + 2\cos 2\theta)}{1 - 2\cos 2\theta},$$

где ΔP – разница между давлениями бурового раствора (P_{mw}) и пластового флюида (PP), Па; $\sigma^{\Delta T}$ – изменение напряжения, связанное с охлаждением околоскважинного пространства, Па; T_0 – прочность породы на растяжение, Па; C_{eff} – эффективная прочность породы на сжатие в условиях действия обжимного давления, Па; w – ширина вывала, рад.

предельных прочностных свойствах обсадных труб на разных стадиях работы скважины, основные формулы для расчета взяты из Инструкции [16].

Результаты и обсуждение

Обоснование снижения плотности бурового раствора

Перед проведением 1D-геомеханического моделирования был собран ряд геофизических данных. Поскольку зрелые газовые месторождения Западной Сибири характеризуются плотной сеткой разработки, насчитывающей более 1500 скважин, качество входящей информации для построения модели было высоким. Это позволило найти скважину-кандидата, в которой был проведен весь комплекс необходимых геофизических исследований ниже кондуктора и до ее забоя (рис. 2).

Далее были рассчитаны упруго-прочностные (динамические и статические) механические свойства горных пород: динамические и статические модули Юнга, коэффициенты Пуассона, модули объемного сжатия, модули сдвига (рис. 3, 4). Статический коэф-

фициент Пуассона принимался равным динамическому коэффициенту Пуассона по всему разрезу. Равенство двух параметров объясняется отсутствием испытаний кернового материала. Угол внутреннего трения, наряду с другими механическими характеристиками породы, является одним из ключевых пара-

метров при моделировании устойчивости ствола скважины. Ввиду отсутствия результатов по определению угла внутреннего трения на керне на данном этапе работ угол внутреннего трения был рассчитан, основываясь на данных гамма-каротажа для песчано-глинистого горно-геологического разреза.

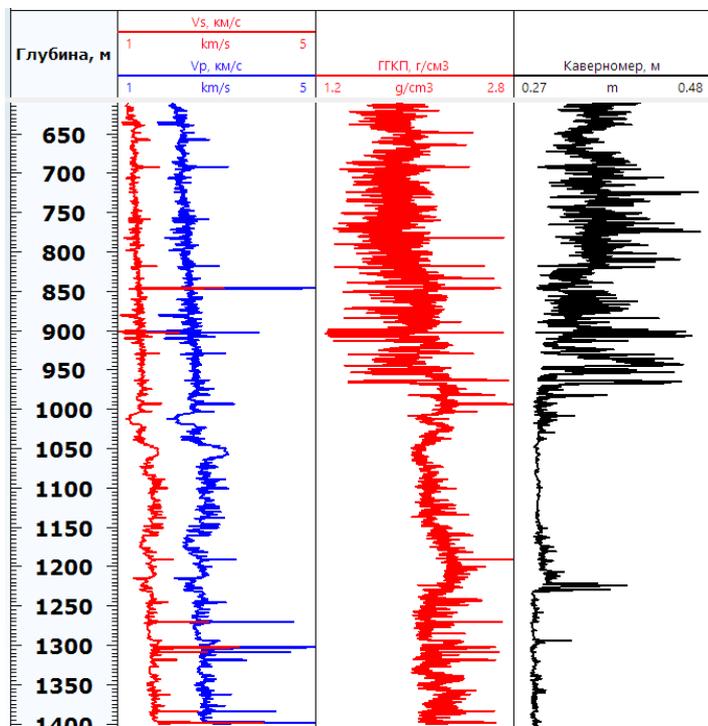


Рис. 2. Результаты геофизических исследований скважины-кандидата

Fig. 2. Results of geophysical studies of the candidate-well

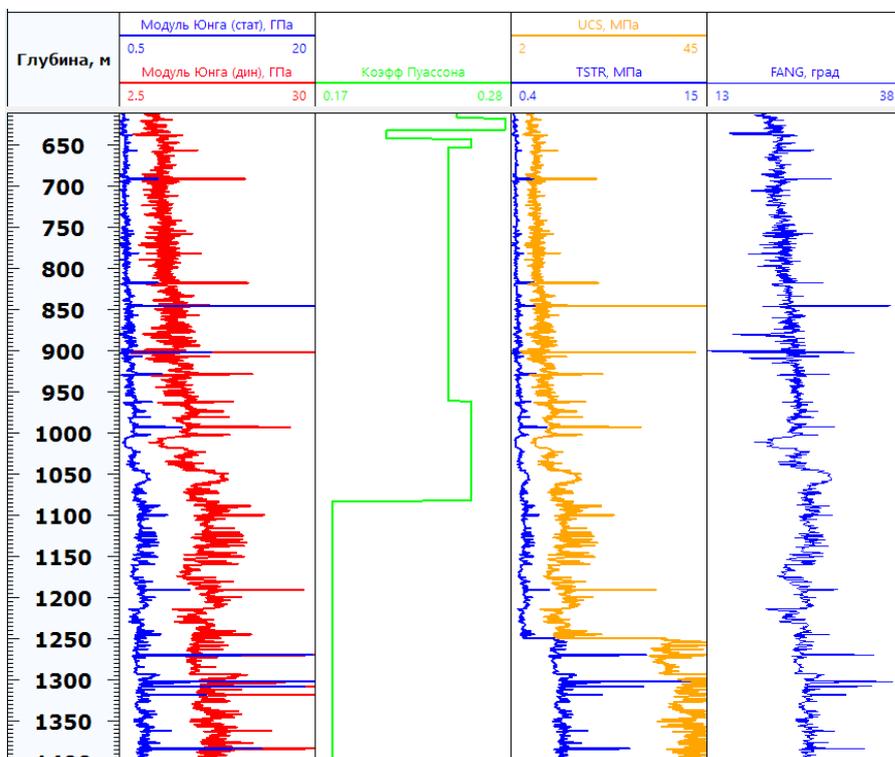


Рис. 3. Статические и динамические упруго-прочностные свойства горных пород

Fig. 3. Static and dynamic elastic-strength properties of rocks

После расчета упруго-прочностных свойств показателей были проанализированы основные напряжения, действующие на ствол скважины в процессе бурения: вертикальное, радиальное, кольцевое, сдвиговое, мак-

симальное и минимальное напряжения (рис. 4). Определены границы значений напряжений для образования трещин растяжения и вывалов. Значение пластового давления Покурской свиты 4 МПа [17].

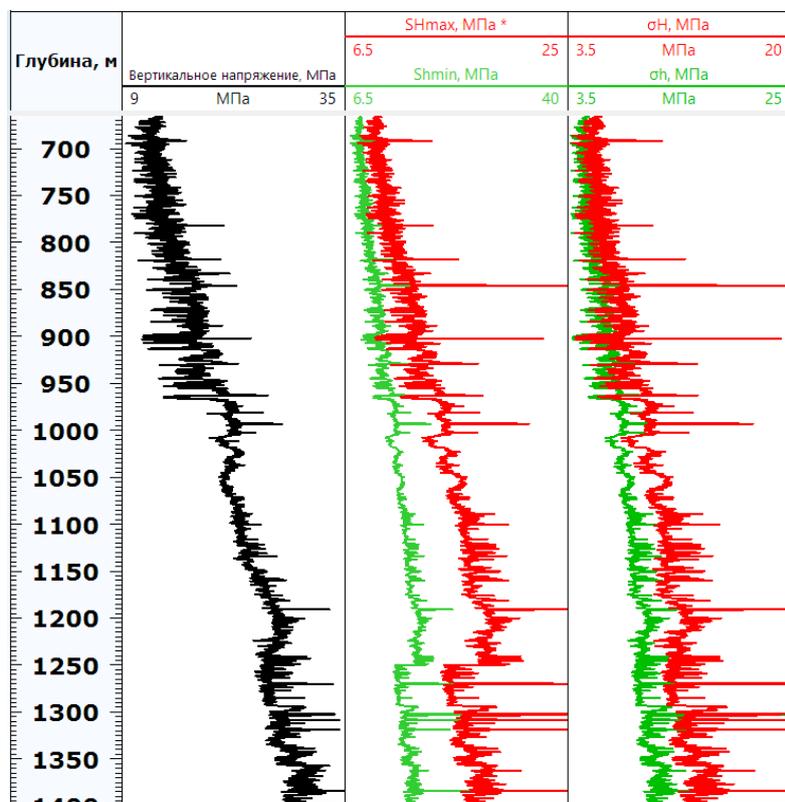
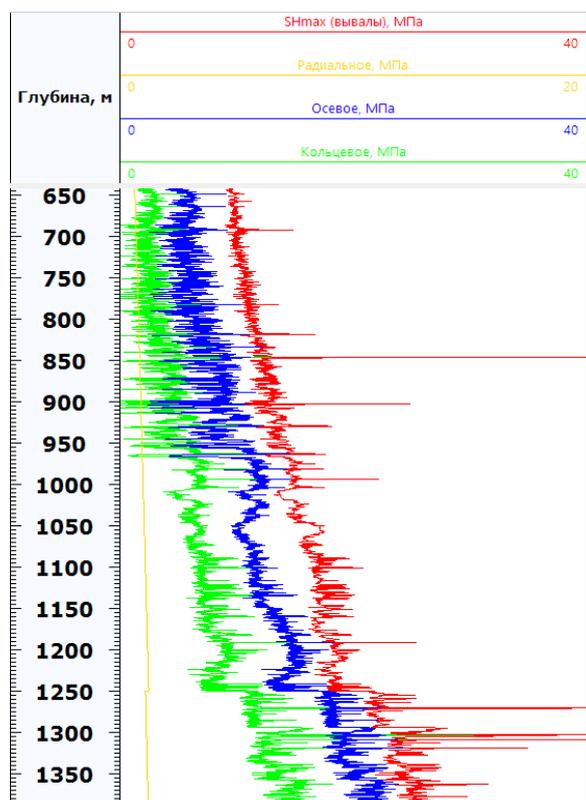


Рис. 4. Распределение главных и эффективных напряжений по глубине скважины

Fig. 4. Distribution of the main and effective stresses by depth of the well



Для облегчения транслирования предлагаемого подхода по оптимизации технологии бурения скважин на месторождениях на завершающей стадии разработки данная задача была решена для вертикальной скважины, в которой максимальный стресс совпадает с азимутальным углом, равным 0°. Плотность бурового раствора была принята 1,1 г/см³ от башмака кондуктора до пласта-коллектора и 0,6 г/см³ от кровли пласта до забоя скважины (рис. 5).

Суть интерпретации информации рис. 5 заключается в сравнении создаваемых эффективных напряжений на стенках скважины и напряжений, необходимых для начала потери устойчивости ствола скважины. Исходя из прочностных характеристик горных пород, расчеты которых коррелируют с данными фундаментальной работы [18], установлена минимально допустимая плотность бурового раствора, равная 0,6 г/см³.

Рис. 5. Сопоставление эффективных напряжений и напряжения начала вывалов горной породы в ствол скважины

Fig. 5. Comparison of effective stresses and stress of the beginning of rock falls into the borehole

Дополнительно был построен график зависимости эффективных напряжений от азимутального угла для пласта-коллектора. Создаваемые напряжения при плотности бурового раствора 0,6 г/см³ не превышают прочность горной породы на одноосное сжатие при любом направлении ствола скважины (рис. 6). Необ-

ходимо отметить, что значение UCS, полученное аналитическим методом, коррелирует с результатами исследований кернового материала, полученными из подобных коллекторов, сложенных песчаником с пористостью 30–35 %.

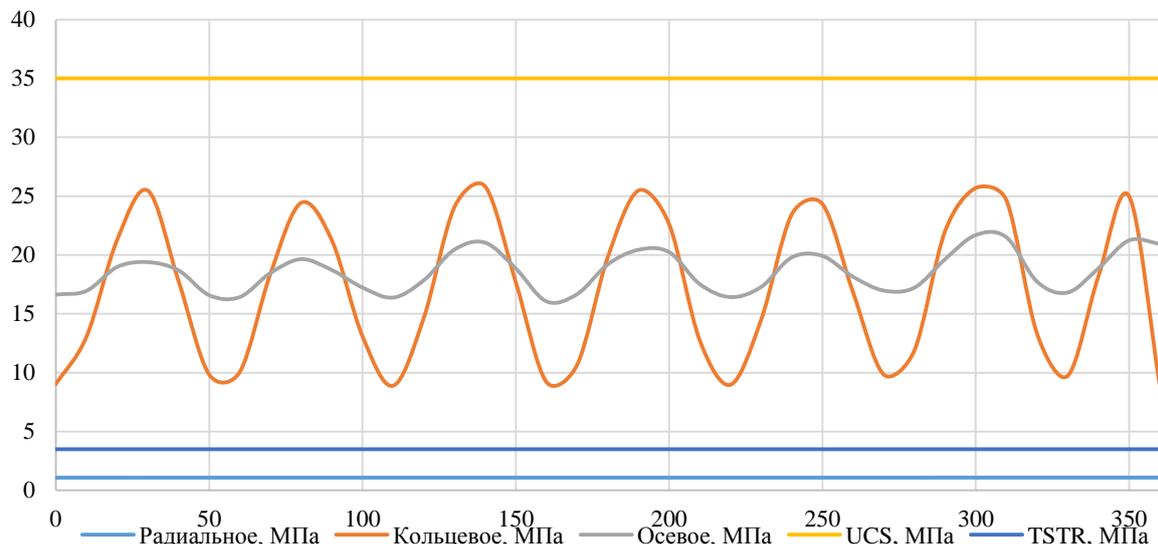


Рис. 6. Распределение эффективных напряжений на стенке скважины

Fig. 6. Distribution of yield stresses on the well's wall

Таблица. Результаты оптимизации конструкции скважины

Table. Results of well design optimization

| Тип колонны Type of column | Глубина по вертикали, м True vertical depth, m | Наружный диаметр колонны, мм Outer column diameter, mm | Стоимость, м/р. Cost, m/rub | Общая стоимость, тыс. р. Total cost, thousand rub |
|--|---|---|--------------------------------|--|
| Базовая конструкция/Basic construction | | | | |
| Направление/Conductor | 105 | 426 | 6040 | 5645 |
| Кондуктор/Surface casing | 570 | 324 | 3511 | |
| Эксплуатационная колонна Production casing | 1400 | 219 | 2150 | |
| Предлагаемая конструкция/Proposed construction | | | | |
| Направление/Conductor | 50 | 299 | 5244 | 2925 |
| Кондуктор/Surface casing | 328 | 245 | 2425 | |
| Эксплуатационная колонна Production casing | 1400 | 168 | 1334 | |

Таким образом, на основе построенной модели доказана возможность безопасного использования облегченных пенных буровых растворов для вскрытия коллекторов, содержащих низконапорный газ.

Оптимизация конструкции скважины

На основании информации, представленной в работе [19], средний дебит газовых скважин зрелых месторождений, разрабатывающих сеноманскую залежь, на данный момент находится в диапазоне 5–60 тыс. м³/сут, что значительно ниже средних изначальных значений в 1 млн м³/сут [20], что требует пересмотра конструкции скважины для снижения ее металлоем-

кости. С этой целью в специализированном программном продукте «Бурсофтпроект» были выполнены расчеты по обоснованию возможности уменьшения диаметров обсадных колонн с учетом плотности бурового раствора 0,6 г/см³. Результаты вычислений представлены в таблице.

На основании данных, приведенных в таблице, уменьшение типоразмеров обсадных колонн позволяет сократить затраты на конструкцию скважины на 48 %, или на 2,72 млн р. Кроме экономической выгоды от применения малых диаметров обсадных колонн, возможно сокращение сроков бурения и освоения скважин, увеличения дебита в случае применения лифтовых колонн диаметром 102–146 мм [20].

Заключение

Оптимизация различных технологических решений по строительству скважин на зрелых газовых месторождениях на сегодняшний день является приоритетной задачей, поскольку, несмотря на высокую выработку сеноманской залежи, в недрах еще сосредоточено порядка 20 % природного газа, доступного к добыче.

Наиболее эффективным методом увеличения коэффициента извлечения газа является бурение новых скважин. Однако в условиях сниженных фильтрационно-емкостных свойств необходимо свести к минимуму воздействие на пласт бурового раствора. Для этого в данной работе обоснована возможность безопасного применения облегченных промывочных жидкостей плотностью до 0,6 г/см³, что позволяет создавать депрессию на газовые коллекторы с градиентом пластового давления до 0,4 МПа/100 м.

Другим способом оптимизации технологии строительства скважин является уменьшение типоразмеров обсадных колонн с учетом актуальных данных по пластовому давлению и дебиту. В результате проведения расчетов установлено, что уменьшение металлоемкости конструкции скважины ведет к сокращению затрат на закупку обсадных колонн на 48 %, или на 2,72 млн р., и способствует снижению сроков бурения, освоения и увеличению дебита в случае применения лифтовых колонн диаметром 102–146 мм.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ваганов Ю.В., Овчинников В.П. Технология освоения переходной зоны Сеноманской газовой залежи // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 56–60.
2. Авиленко К.В. ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ // Neftegas.RU. – 2020. – № 3 (99). – С. 80–86.
3. Шалаяпин Д.В., Шалаяпина А.Д. Оптимизация технологии бурения на сбалансированном давлении с использованием аэрированных буровых растворов для вскрытия газовых коллекторов с низким пластовым давлением // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 147–156.
4. Weatherl M.H. Technology focus: drilling automation and innovation // J Pet Technol. – 2022. – V. 74 (02). – P. 51–52.
5. Исследование геомеханических свойств пород со слоями пониженной прочности и расчет устойчивости стенок скважин / М.М. Алиев, З.Ф. Исмагилова, И.В. Валиуллин, Е.А. Созонтова, А.М. Гимранов // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – № 2. – С. 18–26.
6. A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies / М.-Н. Hui, В. Mallison, S. Thomas, P. Muron, M. Rousset, E. Earnest, T. Playton, H. Vo, C. Jensen // SPE Res Eval & Eng. – 2023. – V. 23. – № 03. – P. 888–904.
7. Study on 4D geomechanical application in fault sealing capacity evaluation of underground gas storage / Y. Luo, L. Li, Y. Zhou, L. Li, Y. Zhao, H. Wei, Q. Liu, X. Liu, X. Huang, T. Singjaroen // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Bangkok, Thailand, 2022.
8. Sgher M.E., Aminian K., Ameri S. Evaluation of stresses alteration on the productivity of Marcellus shale horizontal well // SPE Western Regional Meeting. – Bakersfield, California, USA, 2022.
9. Применение скважин малого диаметра для повышения рентабельности добычи остаточных извлекаемых запасов / И.Ю. Коровин, Г.Г. Гиляев, М.Е. Коваль, С.А. Бутузов, С.В. Богаткин, В.Е. Фомичев // Бурение и нефть. – 2022. – № 11. – С. 24–27.
10. History, disruptors and future of changing well construction business models / J. de Wardt, R. Wylie, M. Laing, M. Isbell, K. Slusarchuk, A. Groette, S. Boone // IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition. – Galveston, Texas, USA, 2022.
11. Ruzhnikov A., Echevarria E., Phan C.K. Digitalization and automation of the planning and execution of well construction process // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Bangkok, Thailand, 2022.
12. Decreasing well construction costs for mature fields in the Recôncavo basin / L. Prado, J.A. Rosales, J. Finney, T. Venuto, M. Hupp, F. Camara // Offshore Technology Conference. – Rio de Janeiro, Brazil, 2019.
13. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 480 с.
14. A novel use of digital technologies for more effective multi-party well planning and execution / M.R. Isbell, M.R. Manocha, B.R. Mangold, M.L. Laing, S. Boone, P. Annaiyappa // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. Virtual. – 2021.
15. Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Обоснование удельных нормативов капитальных затрат при оценке эффективности разработки нефтегазовых месторождений // Neftegas.RU. – 2022. – № 8 (128). – С. 90–94.
16. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: АООТ «ВНИИТнефть», 1997. – 195 с.
17. Зубков М.Ю. Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ) // Геология нефти и газа. – 2022. – Т. 329. – № 5. – С. 71–87.
18. Chan A.W., Zoback M.D. The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana coastal zone // Journal of Coastal Research. – 2007. – № 233. – P. 771–786.
19. Рагимов Т.Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 6 (330). – С. 33–38.
20. Рагимов Т.Т., Юшин Е.С. Имитация работы газовой скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованной концентрической лифтовой колонной, без управляющего комплекса // Территория нефтегаз. – 2020. – № 5–6. – С. 70–78.

Поступила: 22.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 03.03.2023 г.

Информация об авторах

Шалаяпин Д.В., младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

Шалаяпина А.Д., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR THE CONSTRUCTION OF WELLS FOR LOW-PRESSURE GAS PRODUCTION

Denis V. Shalyapin¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Adelya D. Shalyapina¹,
shaljanaad@tyuiu.ru

¹ Industrial University of Tyumen,
70, Melnikayte street, Tyumen, 625048, Russia.

The relevance of the research is caused by the necessity to apply the geomechanical modeling to substantiate the possibility for exploitation of low-pressure layers of the Cenomanian complex of the West Siberian oil and gas province with drilling liquids with density of 0,6 g/cm³ and to increase the profitability of drilling by constructing small-diameter wells.

The main aims: collection of information necessary for geomechanical modeling; construction of a mathematical model of the mechanical properties of rocks composing the drilling interval for the production string; correlation analysis of calculated values and values obtained during core tests; correction of the model of mechanical properties based on experimental data; determination of boundary conditions for destabilization of the walls of wells under the influence of multidirectional effective stresses; establishing a safe interval of drilling mud density for exploitation low-pressure reservoirs; justification of the possibility of using washing liquids with density of 0,5–0,8 g/cm³; calculation of the strength characteristics of the well support, taking into account the reduction of its metal consumption; conducting economic justification of the feasibility of using small-diameter wells for field development at a late stage.

Objects: lightweight drilling fluids, depression drilling technology, small-diameter wells.

Methods: geomechanical modeling of the strength properties of rocks composing the geological section of wells for the production of low-pressure gas of the Cenomanian deposit; calculation of casing strings for strength at various stages of operation.

Results. The authors have constructed the mathematical model of the elastic-strength properties of rocks of the drilling interval for the production string and determined the stress values at which the walls begin to fall out. They substantiated the possibility of drilling low-pressure wells using drilling fluids with density of 0,6 g/cm³, taking into account the prevention of fallings and collapses of the walls of wells and proved the possibility of reducing the metal consumption of the design of low-pressure wells to increase economic efficiency of drilling.

Key words:

low-pressure gas, Cenomanian deposit, geomechanical modeling, lightweight drilling fluids, optimization of technological solutions.

The article was prepared as part of the implementation of the state task in the field of science for carrying out scientific projects of laboratories of educational institutions of higher education subordinate to the Ministry of Education and Science of the Russian Federation under the project «Low-pressure gas production technologies of the Cenomanian productive Complex» (no. FEWN-2020-0013, 2020–2023). The study was carried out using the equipment of the Center for Advanced Research and Innovative Developments of Industrial University of Tyumen.

REFERENCES

- Vaganov Yu.V., Ovchinnikov V.P. Technology for the development of Cenomanian gas deposit transition zone. *Drilling and oil*, 2021, no. 4, pp. 56–60. In Rus.
- Avilenko K.V. ENERGAZ: opyt podgotovki i komprimirovaniya nizkonapornogo PNG [ENERGAZ: experience in preparation and compression of low-pressure APG]. *Neftegas.RU*, 2020, no. 3 (99), pp. 80–86.
- Shalyapin D.V., Shalyapina A.D. Optimization of pressurized mudcap drilling technology using aerated drilling fluids for formation exposing in low pressure gas reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 147–156. In Rus.
- Weatherl M.H. Technology focus: drilling automation and innovation. *J Pet Technol*, 2022, vol. 74 (02), pp. 51–52.
- Aliev M.M., Ismagilova Z.F., Valiullin I.V., Sozontova E.A., Gimranov A.M. Research of geomechanical properties of rocks layers with reduced strength and calculation of well borehole stability. *Petroleum engineering*, 2022, vol. 20, no. 2, pp. 18–26. In Rus.
- Hui M.-H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Jensen C. A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE Res Eval & Eng*, 2023, vol. 26, no. 03, pp. 888–904.
- Luo Y., Li L., Zhou Y., Li L., Zhao Y., Wei H., Liu Q., Liu X., Huang X., Singjaroen T. Study on 4D geomechanical application in fault sealing capacity evaluation of underground gas storage. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Bangkok, Thailand, 2022.
- Sgher M.E., Aminian K., Ameri S. Evaluation of stresses alteration on the productivity of Marcellus shale horizontal well. *SPE Western Regional Meeting*. Bakersfield, California, USA, 2022.
- Korovin I.Yu., Gilaev G.G., Koval M.E., Butuzov S.A., Bogatkin S.V., Fomichev V.E. The use of small diameter wells to increase the profitability of the extraction of residual recoverable reserves. *Drilling and oil*, 2022, no. 11, pp. 24–27. In Rus.
- De Wardt J., Wylie R., Laing M., Isbell M., Slusarchuk K., Groette A., Boone S. History, disruptors and future of changing well construction business models. *IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition*. Galveston, Texas, USA, 2022.
- Ruzhnikov A., Echevarria E., Phan C.K. Digitalization and automation of the planning and execution of well construction process. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Bangkok, Thailand, 2022.
- Prado L., Rosales J.A., Finney J., Venuto T., Hupp M., Camara F. Decreasing well construction costs for Mature fields in the Recôncavo basin. *Offshore technology conference*. Rio de Janeiro, Brazil, 2019.
- Zobak M.D. *Geomekhanika neftyanykh zalezhei* [Geomechanics of oil deposits]. Moscow, Izhevsk, Computer Research Institute Publ., 2018. 480 p.
- Isbell M.R., Manocha M.R., Mangold B.R., Laing M.L., Boone S., Annaiyappa P. A novel use of digital technologies for more effective

- tive multi-party well planning and execution. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition*. Virtual. 2021.
15. Bogatkina Yu.G., Sardanashvili O.N. Obosnovanie udelnykh normativov kapitalnykh zatrat pri otsenke effektivnosti razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy [Substantiation of specific capital expenditure standards in assessing the efficiency of oil and gas field development]. *Neftegas.RU*, 2022, no. 8 (198), pp. 90–94.
 16. *Instruktsiya po raschetu obsadnykh kolonn dlya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Instructions for calculating casing strings for oil and gas wells]. Moscow, AOOT VNIITneft Publ., 1997. 195 p.
 17. Zubkov M.Yu. Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets autonomous district). *Geologiya nefii i gaza*, 2022, no. 5, pp. 71–87. In Rus.
 18. Chan A.W., Zoback M.D. The role of hydrocarbon production on land subsidence and fault reactivation in the Louisiana coastal zone. *Journal of Coastal Research*, 2007, no. 233, pp. 771–786.
 19. Ragimov T.T. Technologies of a self-killing wells operation in the Urengoy field. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2020, vol. 6, no. 330, pp. 33–38. In Rus.
 20. Ragimov T.T., Yushin E.S. Simulation of the operation of a gas well of the urengoy oil and gas condensate field equipped with a concentric lift column without a control complex. *Oil and gas territory*, 2020, № 5–6, pp. 70–78. In Rus.

Received: 22 February 2023.

Reviewed: 3 March 2023.

Information about the authors

Denis V. Shalyapin, junior researcher, postgraduate student, Industrial University of Tyumen.

Adelya D. Shalyapina, assistant, junior researcher, postgraduate student, Industrial University of Tyumen.