Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 128–140. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 5, P. 128–140. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 553.9

doi: 10.17122/ngdelo-2021-5-128-140

К ВОПРОСУ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В ШЕЛЬФОВЫХ ЗОНАХ ЮЖНЫХ МОРЕЙ

Руслан Уралович Рабаев¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия, r.u.rabaev@gmail.com

Аннотация. Статья посвящена снижению рисков строительства скважин в шельфовых зонах на месторождениях поздней стадии разработки. Данные месторождения характеризуются низкими значениями градиента пластового давления и значительными изменениями напряжений в массиве горных пород. Для полноты учета всех изменений и правильного подбора плотности бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных горизонтов необходимо проведение дополнительного комплекса исследований, направленных на определение реальных значений пластового давления, оценки напряженного состояния коллектора с учетом карт напряжений.

Ключевые слова

бурение скважин, скважина с горизонтальным окончанием, пластовое давление, напряженность в горном массиве, буровой раствор, плотность бурового раствора, продуктивный горизонт, первичное вскрытие продуктивного горизонта, карта напряжений, геомеханика, расчет напряжений, эквивалентная циркуляционная плотность, LWD, PWD

Для цитирования

Рабаев Р.У. К вопросу снижения рисков строительства скважин с горизонтальным окончанием в шельфовых зонах южных морей // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 128–140 <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-128-140>.

Original article

TO THE QUESTION OF REDUCING THE RISKS OF CONSTRUCTION OF WELLS WITH A HORIZONTAL END SECTION IN THE SHELF ZONES OF THE SOUTHERN SEAS

Ruslan U. Rabaev¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia, r.u.rabaev@gmail.com

Abstract. The paper is concentrated on reducing risks related to the well's construction in shelf zones that have a place to be in the late stage of oil and gas fields. The reservoir rocks of the given field are characterized by its low values of pore pressure gradient and significant changes of stresses in this rock. In order to pick up the right density of drilling fluid for penetration of productive horizons and consider all the changes related to the field, it is necessary to conduct an additional set of studies aimed at determining the real values of reservoir pressure and evaluation of reservoir properties according to maps of reservoir stress conditions.

Keywords

well drilling, horizontal well, reservoir rock pressure, pore pressure gradient, drilling mud, density of drilling mud, reservoir rock, penetration of productive horizons, maps of reservoir stress conditions, geomechanics, calculation of stresses, equivalent circulating density, LWD, PWD

For citation

Rabaev R.U. K voprosu snizheniya riskov stroitel'stva skvazhin s gorizontaln'ym okonchaniem v shel'fovykh zonakh yuzhnykh morei [To the Question of Reducing the Risks of Construction of Wells with a Horizontal End Section in the Shelf Zones of the Southern Seas]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp. 128–140 [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-128-140>.

Актуальность

К настоящему времени значительная часть шельфовых газовых месторождений южных морей разрабатываются длительный период. Вполне естественно, что к данному времени горно-геологическая обстановка претерпела значительные изменения, которые не могут не сказываться на процессах строительства новых скважин.

Начиная со строительства первой скважины, на месторождении в геологической структуре создается «дисбаланс» напряженного состояния, и во времени запускаются механизмы релаксации напряжений. По мере увеличения количества скважин «дисбаланс» только возрастает, а темпы релаксации пород увеличиваются. С другой стороны, отбор полезного ископаемого из продуктивного горизонта формирует свои последствия на изменение свойств призабойной зоны пласта и на напряженное состояние коллектора в целом. В отдельных случаях используются технологии закачки жидкостей или газа для конкретного целевого назначения. Множество различных возмущающих факторов, которые в той или иной степени сказываются на процессах релаксации напряжений в массиве горных пород, создают определенную сложность в оценке реальной ситуации, которая складывается на момент строительства новой скважины. Вместе с этим, сегодня претерпели определенные изменения конструкции скважин, технологии проводки стволов, компоновки низа буровой колонны, профили стволов, все больше скважин с горизонтальным окончанием, изменились принципы первичного вскрытия продуктивных горизонтов, значительно снизились пластовые давления и т.д. Вместе с этим, повысилось качество и возросло количество геолого-геофизической информации, получаемой непосредственно с забоя при бурении. Цифровые технологии позволили увеличить объем, информативность и точность скважинных данных. Их накопление и правильное использование при проектировании строительства новой скважины позволит избежать риски, которые были при строительстве текущего и предыдущих стволов сква-

жин. Проблема всестороннего анализа строительства скважин на месторождении и выявления как можно больше вероятных рисков на этапе проектирования — важная и актуальная задача.

Методы исследования

Методы исследования основаны на изучении современных технологий проводки стволов скважин, анализе типичных и нестандартных проблем, возникающих при строительстве новых скважин на шельфе южных морей. Рассмотрение достижений цифровых технологий с точки зрения возможностей уточнения горно-геологических условий в продуктивной части при строительстве новых скважин.

Цель исследования

Строительство скважины — достаточно трудоемкий и капиталоемкий процесс, сопряженный большим количеством рисков на разных этапах его строительства. Из всего процесса следует выделить один из самых ответственных моментов, а именно — первичное вскрытие продуктивного горизонта. Качество первичного вскрытия определяет не только успешность выполнения всех работ, но и отчасти определяет эффективность работы скважины на несколько лет вперед.

Многие риски, которые могут возникнуть при строительстве новой скважины, можно предусмотреть уже на этапе проектирования. Основу этого процесса следует планировать при строительстве текущего ствола скважины. При этом должны быть заложены соответствующие геофизические комплексы исследований, которые полезны для текущей скважины и являются достоверным промысловым материалом для последующего планирования. Особо следует отметить вопрос правильного подбора бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного горизонта. Вопрос обширный и многогранный. В данной статье коснемся только одного из основных моментов, а именно — правильного подбора плотности бурового раствора. Многие программные комплексы закладывают увеличенные на 15–20 % значения данного параметра. Ввиду

того, что на месторождениях поздней стадии разработки пластовые давления близки или несколько ниже гидростатических, и при этом даже незначительные ошибки, как правило, приводят к необратимым процессам.

Результаты исследования

В настоящее время на шельфе южных морей открыты и эксплуатируются ряд месторождений газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся в акваториях Каспийского, Черного и Азовского морей. Применяемые технологии бурения и освоения скважин для осуществления разработки морских месторождений имеют ряд отличных от наземных методик, таких как повсеместное сооружение исключительно наклонных и скважин с горизонтальным окончанием, которые сгруппированы в единый куст. Причиной использования такого подхода прежде всего является экономика — для сооружения и обслуживания морских платформ и оборудования необходимы значительные финансовые вложения. Высокая стоимость строительства морских сооружений подтверждена рядом специалистов и исследователей — в среднем приходится 85 % капитальных затрат [1]. Кроме того, что подобная концепция обеспечивает экономию за счет сооружения минимально необходимого количества морских оснований и оборудования, вскрытие продуктивной толщи с горизонтальным окончанием ствола позволяет повысить производительность скважин, продлить период безводной эксплуатации, вовлечь в разработку пласты с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, повысить эффективность закачки технологических жидкостей различного целевого назначения в пласт. Бурение боковых стволов позволяет вовлечь в разработку и остаточные запасы, которые в силу определенных обстоятельств оказались вне зоны охвата.

Соответственно, с уменьшением количества морских оснований для бурения или эксплуатации на месторождении возрастает необходимость увеличения площади охвата кустом скважин. При многократном применении технологии горизонтального и многозабойного бурения из одного морского основания появляется возможность максимально увеличить охват кустом скважин эксплуатируемых интервалов месторождения. Размещение множества скважин, исходящих из одного морского основания, с большим и сверхбольшим

отходами от вертикали позволяет достигнуть ранее не вовлеченные в разработку и эксплуатацию залежи месторождения. Выбор подобных профилей скважин с протяженным горизонтальным стволом позволяет улучшить показатели эффективности эксплуатации месторождения за счет увеличения флюидоотдачи вскрытого горизонта. Это обусловлено, в первую очередь, такими основными преимуществами, по сравнению с вертикальными скважинами, как увеличение дебита за счет расширения области дренирования и увеличение площади фильтрации [1]. Бурение и заканчивание наклонных скважин с большим отходом от вертикали (может достигать нескольких тысяч метров) предполагает их размещение с зенитными углами от 75° до 90° [2, 3]. Успех бурения такого типа скважин зависит, в том числе, от качества исходных данных, которые собираются и накапливаются еще на стадии подготовки к проектированию строительства ствола скважины. Еще на начальном этапе подготовительных работ целесообразно построение максимально достоверной геологической модели месторождения. Как правило, исходными данными для построения геологических моделей выступают параметры пластов, полученные в ходе различного рода геофизических исследований, которые, в свою очередь, включают в себя ряд неопределенностей, связанных с погрешностями при проведении и интерпретации результатов этих измерений, а этим уже изначально закладываются определенные геологические, технические и технологические риски на этапе планирования строительства скважины.

Основные месторождения Черноморского шельфа в тектоническом плане приурочены к различным морским участкам Северо-Крымского мел-палеогенового прогиба. Выявлены локальные поднятия субширотного простирания по данным геофизических исследований и сейсморазведки в осадном чехле прогиба. Приуроченные к южной и центральной частям прогиба локальные поднятия группируются в несколько линейных тектонических зон. Относящееся к южной зоне поднятий одно из месторождений, в соответствии с последними данными по сейсмическим работам, представляет собой отложения палеоцена, как антиклинальную складку (складка ассиметрична и обладает пологим северным крылом с углами падения $6-9^\circ$ и более крутым нижним крылом с углом до $10,5^\circ$) субширот-

ного простираения, которая осложнена двумя сводами, которые разделены малоамплитудной седловиной. В свою очередь, размер складки по изогипсе минус 1900 м соответствует $12,5 \times 2,3$ км, а амплитуда западного свода — 170 м и восточного — 87 м.

Согласно данным, полученным в ходе геофизических исследований, северное крыло антиклинали имеет осложнение в виде флексурно-разрывного нарушения.

По геофизическим данным, полученным в ходе строительства скважин на шельфе Азовского моря, выделяются структурные элементы субширотного простираения с севера на юг — Индоло-Кубанский прогиб. В границах данного прогиба находится месторождение, образованное в олигоцене-миоценовый период одновременно с поднятиями Кавказа и Горного Крыма и заполненное неогеновыми и майкопскими отложениями мощностью до 6 км. Длина Индоло-Кубанского прогиба составляет 150 км, а ширина 45–50 км; северный борт достаточно крутой, южный очень пологий. От структур Азовского вала он отделяется Южно-Азовским разломом, амплитуда на уровне до меловых отложений более 3 км.

С запада на восток узкой полосой параллельно береговой линии Керченского полуострова простираются Северо-Казантипская, Восточно-Казантипская, Северо-Булганская, Северо-Керченская и Сейсморазведочная структуры у осевой зоны Индоло-Кубанского прогиба

Восточно-Казантипское поднятие расположено на расстоянии 1 км на восток от Северо-Казантипского месторождения, в тектоническом плане в центре Индоло-Кубанского прогиба. Примечательной особенностью является то, что в строении Восточно-Казантипской геологической структуры полностью отсутствуют нарушения, а его свод очень пологий — на уровне отражающего горизонта I_m он находится на 50 м ниже свода Северо-Казантипской складки. Были выделены в разрезе майкопских отложений Восточно-Казантипского поднятия отражающие горизонты посредством применения стратиграфических привязок отражающих горизонтов, которые были вскрыты на Северо-Казантипском месторождении. По сейсмическим данным в отложениях неогена и Майкопа оно имеет форму наклонной брахиантиклинальной складки северо-восточного протяжения с амплитудой до 30 м. Размеры складки

по изогипсе — 430 м составляет $9 \times 4,5$ км, площадь — почти 33 км².

Продуктивные горизонты Восточно-Казантипского и Штормового месторождений чаще всего представлены известняками с горизонтальной и вертикальной трещиноватостью, осложненными литологическими перемычками и экранами. Рациональнее всего вскрывать коллекторы горизонтальным протяженным стволом, который имеет искривленные и наклонные интервалы [4, 5].

Стволы горизонтальные, волнообразные и пологонаклонные, простираясь по продуктивному горизонту на тысячи метров, повышают поверхность вскрытия, объединяют, вскрывая пласт, в объединенную систему участки повышенной проницаемости, зоны трещиноватостей, зоны с преобладанием кавернозностей, а также отдельные каналы и трещины. По этой причине увеличивается поверхность фильтрации, что содействует увеличению степени охвата продуктивного горизонта как дренированием, так и воздействием рабочей жидкости, что в конечном итоге приводит к повышению флюидоотдачи пласта и дебитов скважин.

С учетом значимой перспективности применения технологии горизонтального бурения с большим отходом от вертикали с целью повышения эффективности эксплуатации газовых месторождений ГАО «Черноморнефтегаз» при участии специалистов ВНИИБТ была проведена разработка программы строительства скважин с горизонтальным протяженным стволом на двух месторождениях — Восточно-Казантипском и Штормовом. Разработанная программа состояла из четырех ключевых этапов:

- сооружение боковых горизонтальных стволов из существующих низкодебитных эксплуатационных скважин, которые расположены на блок-кондукторе (БК) 23 месторождения Штормовое;

- сооружение наклонных скважин с большим отходом от вертикали с морской стационарной платформы на месторождении Штормовое;

- кустовое бурение на Восточно-Казантипском месторождении скважин с протяженными горизонтальными стволами в продуктивной зоне;

- сооружение дренирующих горизонтальных скважин в продуктивном горизонте месторождения Штормовое.

Все работы по сооружению горизонтальных и боковых стволов с большим отходом от вертикали выполнены с помощью самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Таврида» [1].

Для строительства таких скважин с наименьшими рисками и тем более эффективной эксплуатации продуктивных горизонтов необходимо понять особенности их строения и свойства коллекторов, как по горизонтали (латеральная изменчивость), так и по вертикали (вертикальная расчлененность). Это возможно оценить с достаточно высокой достоверностью только при детальном анализе условий осадконакопления и дальнейших горно-геологических процессов на стадии формирования залежи. Именно эти процессы в основном влияют на особенности строения коллекторов и их свойства.

На начальном этапе строительства скважины с горизонтальным окончанием крайне необходимо знать возможные риски при проводке ствола и быть готовыми к их разрешению минимальными затратами времени и средств. Все возможные риски можно подразделить на три основные составляющие: геологические, технические и технологические. К разряду геологических следует отнести неопределенности положения структурного плана, в том числе месторождения по углу залегания; неопределенности, связанные с положением линий выклинивания пластов, а также неопределенности, связанные с фациальной изменчивостью пластов. Проверка авторами погрешностей геолого-геофизических методов измерений, полученных при уточненных предварительных исследованиях применением программы построения структурных поверхностей в автоматическом режиме (модуль Structural Uncertainty Modeling, разработчик О.А. Литтау), дали расхождения более 10 м по расстоянию и по углу залегания пласта отклонения от планового до $\pm (0,5-2,5)^\circ$ в азимуте [6]. Авторы приходят к однозначно верному решению, что для снижения влияния данного риска необходимо использовать вариативные карты. Такие карты могут быть получены в интерактивном (построение структурных карт различными способами) или автоматическом режиме построения с помощью специальных программ с использованием результатов сейсмической интерпретации и данных, полученных при бурении конкретной и соседних скважин, а также выделением четко и однозначно обозначенных реперных горизонтов.

Геологические модели поверхности являются лишь одним из возможных вариантов поведения структуры в каждом конкретном случае. Поэтому в процессе строительства ствола скважины, при вскрытии транзитных пластов оценивается дельта и выбирается один из вариантов структуры, наиболее близкий к поверхности в геологической модели с учетом фактической невязки (всё это анализируется в комплексе с невязками по соседним скважинам). По ходу строительства скважины периодически вносятся соответствующие коррективы.

Технические риски, прежде всего, связаны с элементами компоновки буровой колонны и эффективной работой отдельных ее элементов в процессе строительства скважины, качественной и безаварийной работой всех узлов и механизмов. Последнее в большей мере, в свою очередь, связано с силовыми характеристиками, а вот параметры компоновки низа буровой колонны, точность и надежность составляющих ее компонентов во многом определяют точность и успешность строительства скважины в целом. Прежде всего, это касается оборудования по телеметрии (MWD), каротажа в процессе бурения (LWD) и (PWD), а также качества управленческих решений, получаемых с пульта управления буровой установки. Поступление забойному оборудованию в процессе бурения управленческих или справочных данных неудовлетворительного качества влечет за собой возникновение неопределенностей и рисков, которые ставят под угрозу успешное окончание строительства скважины в целом. Подбор необходимых геофизических методов исследований следует проводить с учетом особенностей месторождения и необходимости перекрестных проверок в зонах неопределенностей, что может существенно улучшить условия строительства последующих скважин на данной площади.

Отдельно следует отметить, что при строительстве скважины необходимо иметь надежный канал связи с внутрискважинным оборудованием, а при проводке горизонтальных стволов актуальность данной проблемы значительно возрастает. Независимо от того, это гидравлический, электромагнитный или кабельный виды связей, на стадии проектирования предусматривается надежная система, обеспечивающая приемные устройства качественным сигналом с забойной информацией.

Существенно снизить технологические риски при строительстве скважин, на наш взгляд, позволяют знания и опыт проводки предыдущих стволов, которые сгруппированы в определенные базы данных по осложнениям и используются при проектировании новых. При создании базы данных предпочтительны программные продукты, выполненные на основе использования нейронных сетей. Это самообучаемые программные комплексы, и по мере накопления практического материала достоверность повышается. Уже при проектировании при наличии данных по трем скважинам можно определить направленность геологических нарушений, в которых возможны осложнения, также можно определить азимут проводки ствола, где эти осложнения можно будет избежать, предупредить или, в конечном счете, пройти с минимальными затратами времени и средств.

Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин и иных внутрискважинных операциях с открытым стволом является поглощение промывочной жидкости и прихваты, связанные с потерей устойчивости ствола. Ежегодно на ликвидацию последствий возникающих осложнений затрачивается значительный объем временных и денежных средств. Порядок потери времени буровыми предприятиями на связанные с этими осложнениями и авариями составляет более 20 % от календарного времени бурения. Поглощения наиболее подвергнуты месторождения на последних стадиях разработки вследствие падения пластовых давлений. Последующее улучшение методик предупреждения, борьбы с поглощениями всё больше актуализируется для строительства скважин, в особенности для горизонтальных с большим отходом от вертикали.

Сложность борьбы с поглощениями обусловлена многообразием геолого-технических условий бурения скважин. Метод борьбы с поглощениями выбирают исходя из конкретных условий, в частности учитываются особенности строения пласта, склонного к поглощению, а также его гидродинамические характеристики. Кроме того, учитываются материальная и техническая оснащенность буровой. Поглощения во многом обусловлены гидродинамическими явлениями, протекающими в системе «скважина — пласт». В настоящее время считается установленным фактом, что поглощение буровых растворов, об-

ладающих вязкопластичными свойствами, возникает в основном в трещиноватых пластах. Однако до сих пор нет гидродинамических моделей, в которых учитывались бы особенности движения вязкопластичных жидкостей. Большое практическое значение, на наш взгляд, имеют теоретически обоснованные способы предупреждения поглощений, разработанные с учетом гидродинамического взаимодействия скважины и поглощающего пласта. Разработаны перкаляционные модели по подбору кислото-растворимых кольматирующих агентов, их дисперсность и соотношение согласно различным учениям по созданию плотных непроницаемых упаковок для профилактики возможных зон осложнений. Как правило, обработку бурового раствора производят за 50 м до начала возможной зоны осложнения.

Вероятность формирования зоны поглощений во многом определяется правильным подбором плотности бурового раствора с учетом релаксационных процессов, протекающих в массиве, и строгим контролем эквивалентной циркуляционной плотности при строительстве скважины. Моделирование может предоставить возможные варианты комбинаций плотности бурового раствора и траектории стволов, которые бы позволяли вести бурение по нестабильным участкам разреза с минимальными потерями.

Химическое взаимодействие бурового раствора и анизотропные свойства пород являются значимыми факторами при бурении скважин.

На рисунке 1 изображено то, как схематично выглядит направление разрушения и напряжений в стенке ствола скважины, когда значения плотности бурового раствора избыточно велики либо малы. При больших удельных весах вдоль направления максимального горизонтального напряжения появляются трещины, а при чрезмерно малых удельных весах могут возникать разрывы в направлении минимальных напряжений в стволе [7].

На рисунке 2 представлена карта рисков, основанная на том, что риски траекторий ствола скважины определяются углами наклона траекторий пластов и напластований, а также направлений главных напряжений.

На карте рисков на примере пяти различных скважин наглядно представлены анализ рисков траекторий бурения, а также диаграмма степени сложности бурения, изобра-

женная в виде лепестка в левой части изображения. Степень сложности бурения возрастает с увеличением лепестка диаграммы. Условно представлены пять возможных вариантов траекторий ствола, которые соответствуют нумерации:

1 — условно вертикальная скважина пересекает напрямую сквозь свод продуктивного пласта;

2 — условно вертикальная скважина, находящаяся на крыле антиклинали, которая проходит к напластованию условно под прямым углом;

3 — условно вертикальная скважина пересекает под углом слою напластований;

4 — наклонная скважина, направленная параллельно напластованию по падающим пластам;

5 — сильно искривленная скважина, пересекающая под косым углом наклона падающие пласты.

Скважины, аналогичные траекториям 4 и 5, достаточно сложно разбуривать без значительных осложнений. Это подтверждается бурением нефтяных и газовых скважин в предгорьях Анд со схожими траекториями — скважины SM1001, SM1002, SM1004 [8].

Карта степени риска представлена в правой части рисунка 2. По данной карте можно заметить, что с увеличением наклона скважины возрастает степень сложности, максимумы и минимумы которой обозначены красным и синим цветами соответственно.

Анизотропия прочности пород ствола скважины может пересекать напластования, одни из которых могут быть прочнее, а другие менее прочны. Это вызывает неравномерное распределение напряжений, ведущее к некоторой нестабильности ствола скважины.

В процессе бурения одним из ключевых параметров является эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) бурового раствора. Из-за протяженности скважины в кольцевом

Рисунок 1. Направления напряжений и разрушение скважины

Figure 1. Stress directions and well failure

Рисунок 2. Карта рисков траекторий бурения

Figure 2. Risk map of drilling trajectories

пространстве потери давления увеличиваются, но это не всегда сопряжено с изменением прочности горной породы. Эквивалентная циркуляционная плотность связана со многими факторами и основными являются:

- кавернозность ствола скважины;
- внешний и внутренний диаметры буровой трубы;
- характеристики бурового раствора;
- форма сопел долота;
- температура;
- потери давления в кольцевом пространстве.

Если прочность горной породы дает небольшой диапазон изменения эквивалентной плотности, то есть необходимость определить плотность раствора, позволяющую обеспечить очистку ствола, создать требуемое гидростатическое давление, но при этом не привести к поглощениям или гидроразрыву пласта. Обоснование плотности бурового раствора — достаточно ответственная операция, поскольку в нескольких участках ствола скважины одновременно могут возникнуть зоны несовместимости. И тут очень важно задействовать все возможные ресурсы по обоснованию данной плотности с учетом изменения напряженного состояния участка и изменения прочностных характеристик пород во времени, и сверхважно удерживать эту плотность в процессе проводки ствола.

Предложены формулы для выполнения расчетов относительно естественного напряжения в скелете пористых пород (рисунок 3, б) [9, 10]:

$$\sigma_3 = p_n + (p_r - p_n)/c, \quad (1)$$

$$\sigma_1 = \lambda p_r + p_n(1 - \lambda) \cdot (1 - c), \quad (2)$$

где σ_1 и σ_3 — горизонтальная и вертикальная компоненты напряжений в скелете горной породы соответственно;

p_n — пластовое (поровое) давление;

p_r — геостатическое давление;

c — доля поверхности разрушения горной породы, занятая скелетом (доля скелета);

λ — коэффициент бокового распора.

Значение c зависит от полной (общей) пористости горной породы:

$$c = \exp(-19,05 \cdot m^2). \quad (3)$$

По коэффициенту Пуассона (μ) горной породы при одноосном сжатии рассчитывается коэффициент бокового распора, который определяется по формуле:

$$\lambda_y = \mu / (1 - \mu). \quad (4)$$

В настоящий момент оптимальным вариантом для применения является теория прочности Мора-Кулона [9, 10]. Среднее нормальное напряжение σ_{cp} и максимальное касательное напряжения τ_{max} приняты в виде обобщенных характеристик напряженного состояния стенки скважины. В таком случае условие сохранения стенок скважины в упругом состоянии примет вид:

а)

б)

Рисунок 3. Схемы к расчету давлений и напряжений: естественные давления в горной породе (а), напряжения в скелете горной породы (б)

Figure 3. Schemes for pressure and stress calculating: natural pressures in the rock (а), stresses in the skeleton of the rock (б)

$$\tau_{max} \leq k_{дл} \cdot \tau_s, \quad (5)$$

где $k_{дл}$ — коэффициент длительной прочности горной породы;

τ_s — предел текучести горной породы.

В соответствии с теорией Мора-Кулона исходя из стандартных испытаний предел текучести горной породы τ_s рассчитывается по формуле:

$$\tau_s = \tau_0 + A \cdot \sigma_{ср}, \quad (6)$$

где τ_0 и A — параметры предельной зависимости [9, 10].

$$k_1 = 0,348 - 0,114 \cdot \mu, \quad (7)$$

$$k_2 = 0,508 + 0,030 \cdot \mu - 0,0203 \cdot \mu^2, \quad (8)$$

$$A = (k_1 \cdot \tau_0 - 0,5 \cdot \sigma_{сж}) / (k_2 \cdot \tau_0 - 0,5 \cdot \sigma_{сж}). \quad (9)$$

По среднему арифметическому значению предела прочности на одноосное сжатие, а также пределу текучести горной породы рассчитывается параметр A .

На рисунке 4, а проиллюстрирована расчетная схема наклонной скважины, которая обладает добавочным параметром (углом искривления ствола α) и рассмотрена в цилиндрической системе координат (z, R). Горизонтальная и вертикальная скважины — частные случаи наклонной скважины (соответственно при $\alpha = 90$ и $\alpha = 0$).

Расчеты при управлении величиной максимальных касательных напряжений τ_{max} с помощью регулирования давления бурового раствора в скважине в итоге сводятся к определению верхнего и нижнего предельных давлений ($p_{св}$ и $p_{сн}$ соответственно), признаку равенства в условии (5) и предположению того, что зависимость (6) известна и получена по данным стандартного определения показателей механических свойств горной породы [10].

Для наклонной скважины значения формулы расчета напряженного состояния принимают вид (рисунок 4) в точке A :

$$\sigma_z = \sigma_3 \cdot \cos^2 \alpha + \sigma_1 + 2 \cdot \mu \cdot (\sigma_3 - \sigma_1) \cdot \sin^2 \alpha, \quad (10)$$

$$\sigma_t = (3 \cdot \sigma_3 - \sigma_1) \cdot \sin^2 \alpha + 2 \cdot \sigma_1 \cdot \cos^2 \alpha - \sigma_R. \quad (11)$$

В точке B :

$$\sigma_z = \sigma_3 \cdot (\cos^2 \alpha - 2 \cdot \mu \cdot \sin^2 \alpha) + \sigma_1 (1 + 2\mu) \cdot \sin^2 \alpha, \quad (12)$$

$$\sigma_t = (3 \cdot \sigma_3 - \sigma_1) \cdot \sin^2 \alpha + 2 \cdot \sigma_1 \cdot \cos^2 \alpha - \sigma_R. \quad (13)$$

Расчеты будут выполнены исходя из предположения, что стенка закольматирована, и тогда σ_R рассчитывается по формуле:

$$\sigma_R = (p_n + (p_c - p_n)) / c. \quad (14)$$

В данном случае значения предела текучести и прочность на сжатие песчаников значительно меньше, чем у глин и алевролитов, и лежат в диапазонах 40–80 МПа и 21–38 МПа соответственно для конкретной свиты и зависят от пористости. Минимальное давление бурового раствора в скважине p_{s1} из условия $|\sigma_z| > |\sigma_t| > |\sigma_R|$, минимальное давление бурового раствора в скважине p_{s2} из условия $|\sigma_t| > |\sigma_z| > |\sigma_R|$ и верхнее значение давления p_{s3} из условия $|\sigma_z| > |\sigma_R| > |\sigma_t|$.

Минимальное давление бурового раствора в скважине определяется из условия упругого состояния стенки горизонтальной скважины при условии непроницаемой стенки в точке A :

$$p_{s1} = \frac{[c \cdot (1 - k_{дл} \cdot A) \cdot (\sigma_1 + 2 \cdot \mu \cdot (\sigma_3 - \sigma_1)) - 2 \cdot k_{дл} \cdot \tau_0]}{(1 + k_{дл} \cdot A)} + \frac{p_n \cdot (1 - c)}{(1 + k_{дл} \cdot A)}, \quad (15)$$

$$p_{s2} = p_n \cdot (1 - c) + 0,5 \cdot c \cdot (1 - k_{дл} \cdot A) \cdot (3 \cdot \sigma_3 - \sigma_1) - k_{дл} \cdot \tau_0. \quad (16)$$

Минимальное давление бурового раствора в скважине при проницаемой стенке в точке A :

$$p_{s1} = \frac{\{p_n \cdot [1 - c + k_{дл} \cdot A \cdot (2 \cdot c_0 - c - 1)] + c \cdot (1 - k_{дл} \cdot A) \times \sigma_1 + 2 \cdot \mu \cdot (\sigma_3 - \sigma_1) - 2 \cdot k_{дл} \cdot \tau_0\}}{[1 + k_{дл} \cdot A \cdot (2 \cdot c_0 - 1)]}, \quad (17)$$

$$p_{s2} = \frac{\{p_n \cdot [1 - c - k_{дл} \cdot A \cdot (1 - c_0)] + 0,5 \cdot c \cdot (3 \cdot \sigma_3 - \sigma_1) \cdot (1 - k_{дл} \cdot A) - k_{дл} \cdot \tau_0\}}{[1 - k_{дл} \cdot A \cdot (1 - c)]}, \quad (18)$$

$$p_{s3} = p_n \cdot \left[\begin{array}{l} 1 - c + k_{дл} \cdot A \cdot (3 - 2 \cdot c_0 - c) + \\ + c \cdot [\sigma_3 \cdot (3 - 2\mu) - 2\sigma_1 \times \\ \times (1 - \mu)] + c \cdot k_{дл} \cdot A \cdot [\sigma_3 \cdot (3 + 2\mu) - \\ - 2 \cdot \mu \cdot \sigma_1] + 2 \cdot k_{дл} \cdot \tau_0 \} \\ / [1 + k_{дл} \cdot A \cdot (3 - 2 \cdot c_0)] \end{array} \right]. \quad (19)$$

Значения минимального давления при непроницаемой стенке в точке B :

$$p_{s1} = \frac{p_n \cdot (1 - c) + [c \cdot (1 - k_{дл} \cdot A) \times (\sigma_1 - 2 \cdot \mu \cdot (\sigma_3 - \sigma_1)) - 2 \cdot k_{дл} \cdot \tau_0]}{(1 + k_{дл} \cdot A)}, \quad (20)$$

Рисунок 4. Расчетная схема скважины с наклонным (а) и горизонтальным (б) участками

Figure 4. Design diagram of a well with inclined (a) and horizontal (b) sections

$$p_{s2} = p_n \cdot (1 - c) + 0,5 \cdot c \cdot (1 - k_{дл} A) \times \\ \times (3 \cdot \sigma_3 - \sigma_1) - k_{дл} \cdot \tau_0, \quad (21)$$

$$p_{s3} = \frac{p_n (1 - c) - c \cdot \sigma_3 + \{2[k_{дл} \cdot \tau_0 + c \cdot \sigma_1 \cdot (1 + 2k_{дл} A) + 2 \cdot c \cdot \mu \times (\sigma_3 - \sigma_1)(1 - k_{дл} A)]\}}{(1 + k_{дл} A)}. \quad (22)$$

Значения минимального давления при проницаемой стенке в точке B:

$$p_{s1} = \frac{\{p_n \cdot [1 - c + k_{дл} \cdot A \cdot (2 \cdot c_0 - c - 1)] + c \cdot (1 - k_{дл} \cdot A) \cdot \sigma_1 - 2 \cdot \mu \times (\sigma_3 - \sigma_1) - 2 \cdot k_{дл} \cdot \tau_0\}}{1 + k_{дл} \cdot A \cdot (2 \cdot c_0 - 1)}, \quad (23)$$

$$p_{s1} = \frac{\{p_n \cdot [1 - c + k_{дл} \cdot A \cdot (1 - c_0)] + 0,5 \cdot c \cdot (1 - k_{дл} \cdot A) \cdot (3 \cdot \sigma_1 - \sigma_3) - k_{дл} \cdot \tau_0\}}{1 - k_{дл} \cdot A \cdot (1 - c_0)}, \quad (24)$$

$$p_{s3} = \{2 \cdot k_{дл} \cdot \tau_0 + p_n \cdot [1 - c + k_{дл} \cdot A \cdot (3 - 2c_0 - c)] + c[2 \cdot \sigma_1 \cdot (1 - \mu) \sigma_3 \cdot (1 - 2\mu)] + c \cdot k_{дл} \times \\ \times [2 \cdot \sigma_1 \cdot (1 - \mu) - \sigma_3 \cdot (1 - 2\mu)] - \sigma_3 \times \\ \times (1 + 2\mu)\} / [1 - k_{дл} \cdot A \cdot (3 - 2c_0)]. \quad (25)$$

Для закольматированной (непроницаемой) стенки давление гидроразрыва рассчитывается по формуле:

$$p_{гр} = (2 \cdot c \cdot \sigma_1 + p_n \cdot (1 - c)). \quad (26)$$

Для закольматированной (проницаемой) стенки давление гидроразрыва рассчитывается по формуле:

$$p_{гр} = (2 \cdot c \cdot \sigma_1 + p_n \cdot (2 - c_0 - c)) / (2 - c_0). \quad (27)$$

Расчетные значения давления гидроразрыва пласта могут совпадать с данными, полученными с соседней скважины, но могут незначительно и отличаться.

С учетом зависимостей

$$p_{св} \leq p_c \leq p_n, \quad (28)$$

$$p_n \leq p_c \leq p_{гр} \quad (29)$$

строится график совмещенного давления, который и определяет коридор возможных изменений параметра плотности в процессе строительства ствола.

Из-за некоторой узости безопасного окна градиентов была высока степень неопределенности, и поэтому необходимо применение в составе КНБК специальных приборов, которые кроме замера ЭЦП, могут также проводить каротаж, на основе чего появляется возможность построения и корректировки в реальном времени геомеханической модели. На основании данной модели одновременно проводится корректировка параметров бурения, доводящая скважинные условия, в том числе и ЭЦП, до приемлемых значений, соответствующих безопасному окну градиентов (операционное окно безаварийного бурения).

Роль геомеханики, а в особенности геомеханического моделирования, возрастает с всё большей распространяемой тенденцией сооружать скважины с более сложной как пространственной, так и конструкционно сложной архитектурой, трудно поддающейся бурению устоявшимися методами.

В сфере повседневной деятельности специалистов, занимающихся строительством скважин, наряду с исполнением основной производственной деятельности, накопление исходного промыслового материала для создания моделей устойчивости ствола является одной из приоритетных задач. Один из вариантов сбора промысловой информации, необ-

ходимой для формирования модели геомеханики, продемонстрирован в таблице 1 [11].

Создавая геомеханическую модель определенного месторождения, можно руководствоваться Мировой картой напряжений, с помощью которой можно смоделировать ориентацию региональных напряжений.

При расчете стабильности ствола скважин строят модель, в которую, в конечном счете, входят различные наборы кривых и табличных значений, в которых указаны допустимые границы окон плотности бурового раствора — совмещенный график давлений. Построение данной модели обычно производится с учетом фактического материала, полученного из бли-

жайших пробуренных скважин, на основе этих данных затем строится стереографик напряжений. Он строится для определенных азимутов и углов скважины в каждой точке профиля [12], которые, в свою очередь, определяют плотность примененного бурового раствора.

Азимутом здесь является вращение по кругу, а углом наклона скважины — удаление от центра проекции. Горизонтальные скважины больше всего будут удалены от центра, а вертикальные, наоборот, будут размещены в центре. На рисунке 6 проиллюстрирован один из аналогичных графиков одной из групп месторождений Пермского края, полученный после геомеханических анализов [12].

Рисунок 5. Иллюстрация профилей давления в скважине

Figure 5. Illustration of well pressure profiles

Таблица 1. Рекомендуемый перечень исследований по сбору промысловой информации для получения уточненной модели геомеханики

Table 1. Recommended list of studies to collect field information to obtain an updated geomechanical model

Параметр	Источник данных
Вертикальное напряжение	Значения объемной плотности горных пород, рассчитанной на основе анализа кернового материала или данных плотностного каротажа.
Поровое давление	Прямые замеры давлений при помощи пластоиспытателя. Данные ГИС (АК, ГТКп, УЭС). Данные 2D и 3D сейсморазведки. Вертикальное сейсмическое профилирование. Сводки по бурению.
Минимальное горизонтальное напряжение (давление гидроразрыва)	ГРП, мини-ГРП, LOT, XLOT. Применение датчика затрубного давления (APWD). Сводки по бурению.
Максимальное горизонтальное напряжение	Моделирование обрушений стенок скважины. Определение характера разрывных нарушений.
Азимут минимального и максимального горизонтальных напряжений	Геометрия стенок скважины (наличие трещин и вывалов) по данным микроимиджеров (FMI, MCI, UBI). Широкополосный акустический каротаж (АКШ). Карта мировых напряжений (WSM). Анализ ориентированного керна.
Прочностные и упругие свойства горных пород (модуль Юнга, κ - τ Пуассона, предел прочности, сила сцепления, угол внутреннего трения)	Лабораторные исследования керна с построением паспорта прочности. Моделирование прочностных свойств по данным акустического каротажа с использованием эмпирических зависимостей.
Влияние бурового раствора и его фильтрата на свойства горной породы	Лабораторные исследования по оценке ингибирующей, растворяющей, увлажняющей, диспергирующей и консолидирующей способности бурового раствора и его фильтрата образцов горных пород. Их влияние на прочностные свойства керна.

Рисунок 6. Стереографик плотности бурового раствора в зависимости от траектории скважины с привязкой по глубине и азимуту

Figure 6. Stereographic of drilling mud density versus well trajectory with reference to depth and azimuth

Вывод

Успешность строительства скважин, и бурения в частности, заключается в строгом исполнении проектных решений и, в конечном счете, качественном вскрытии продуктивного горизонта. Важным звеном успешного и эффективного выполнения этой непростой задачи остаются проблемы полноты учета всех вероятных рисков еще на стадии разработки проекта строительства скважины. Комплексный анализ горно-геологических условий проводки проектного ствола, заключающийся в построении геологической модели с использованием всей априорной информации, исследования физико-механических свойств горных пород, фактического состояния напряженности массивов с внесением коррективов по релаксации напряжений позволяет более корректно подойти к решению вопросов по

установлению научно обоснованных границ операционного окна безаварийного бурения. Вместе с этим, любое строительство скважины должно включать обязательный комплекс геофизических исследований, направленных на сбор промыслового материала для более точного геомеханического моделирования строительства последующих скважин. Качественная подготовка материалов по горно-геологическим условиям проводки скважин является основой достоверного моделирования всех технологических процессов успешного бурения и заканчивания скважины. По всем этим вопросам в данной работе даны конкретные рекомендации, которые позволят максимально обоснованно подойти к решению проблем бурения и качественного вскрытия продуктивных горизонтов с аномально низкими пластовыми давлениями.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Глушич В.Г. Разработка технологии предупреждения пространственного изгиба буровой колонны при бурении горизонтальных скважин: на примере месторождений газа Черного и Азовского морей: дис. ... канд. техн. наук. М.: 2002. 195 с.
2. Оганов С.А., Сакович Э.С. Эффективность бурения наклонно-направленных скважин с большим отклонением // Труды АзНИИНТИ. Баку: АзНИИНТИ, 1987. С. 78-92.
3. Повалихин А.С. Проектирование и оперативное управление бурением бокового ствола // Бурение. 2000. № 9. С. 34-40.

4. Басниев К.С., Борозняк О.И., Панфилов М.Б. Гидродинамическая эффективность бурения горизонтальных скважин в плотных газоконденсатных пластах (на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения). М.: ИРЦ Газпром, 1994. 19 с.
5. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. М.: Недра, 1969. 190 с.
6. Константинов К.В., Лапина Е.И., Пухарев В.А. Пути снижения рисков при бурении горизонтальных скважин // Нефтяная провинция. 2021. № 3 (27). С. 149-162. DOI: 10.25689/NP.2021.3.149-162.
7. Кук Дж. Повышение устойчивости ствола скважины для предупреждения и ликвидации поглощения

бурового раствора // Нефтегазовое обозрение. 2011-2012. 132 с.

8. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах // Нефтегазовое обозрение. 2005. 49 с.

9. Попов А.Н., Булюкова Ф.З., Могучев А.И. Методика расчета упругого смещения стенок скважин после вскрытия горных пород бурением. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. 26 с.

10. Попов А.Н., Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважин в пористых породах. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. 70 с.

11. Предеин А.А., Клыков П.А., Ганжин П.В., Окроемелидзе Г.В. Геомеханическое моделирование при строительстве скважин // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горно-шахтного и нефтепромыслового оборудования: матер. V международ. науч.-практич. конф. Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2018. Т. 1. С. 264-270.

12. Гаршина О.В., Предеин А.А., Клыков П.И., Хвошчин П.А., Некрасова И.Л. Геомеханическое моделирование как неотъемлемая часть комплексного подхода к строительству скважин в сложных горно-геологических условиях // Нефтепромысловое дело. 2017. № 5. С. 28-33.

REFERENCES

1. Glushich V.G. *Razrabotka tekhnologii preduprezhdeniya prostranstvennogo izгиба бурil'noi kolonny pri бурении горизонтальных скважин: na primere mestorozhdenii gaza Chernogo i Azovskogo morei: dis. kand. tekhn. nauk* [Development of Technology to Prevent Spatial Bending of the Drill String When Drilling Horizontal Wells: by the Example of Gas Fields in the Black and Azov Seas: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, 2002. 195 p. [in Russian].

2. Oganov S.A., Sakovich E.S. *Effektivnost' бурения наклонно-направленных скважин s bol'shim otkloneniem* [Efficiency of Drilling Highly Deviated Directional Wells]. *Trudy AzNIINTI* [Works of AzNIINTI]. Baku, AzNIINTI Publ., 1987, pp. 78-92. [in Russian].

3. Povalikhin A.S. *Proektirovanie i operativnoe upravlenie бурением бокового ствола* [Design and Operational Management of Sidetrack Drilling]. *Burenie — Drilling*, 2000, No. 9, pp. 34-40. [in Russian].

4. Basniev K.S., Boroznyak O.I., Panfilov M.B. *Gidrodinamicheskaya effektivnost' бурения горизонтальных скважин v plotnykh gazokondensatnykh plastakh (na primere Kovyktinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya)* [Hydrodynamic Efficiency of Drilling Horizontal Wells in Tight Gas Condensate Formations (by the Example

of the Kovykta Gas Condensate Field)]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 1994. 19 p. [in Russian].

5. Grigoryan A.M. *Vskrytie plastov mnogozaboinymi i gorizontальnymi skvazhinami* [Opening of Reservoirs with Multilateral and Horizontal Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1969. 190 p. [in Russian].

6. Konstantinov K.V., Lapina E.I., Pukharev V.A. *Puti snizheniya riskov pri бурении горизонтальных скважин* [Reducing Risk Ways of Horizontal Wells Drilling]. *Neftyanaya provintsia — Neftyanaya Provintsia*, 2021, No. 3 (27), pp. 149-162. DOI: 10.25689/NP.2021.3.149-162. [in Russian].

7. Kuk Dzh. *Povyshenie ustoichivosti stvola skvazhiny dlya preduprezhdeniya i likvidatsii pogloshcheniya бурового раствора* [Improving Wellbore Stability to Prevent and Eliminate Lost Circulation]. *Neftgazovoe obozrenie*, 2011-2012. 132 p. [in Russian].

8. *Modelirovanie mekhanicheskikh svoystv geologicheskoi sredy kak sredstvo rasshifrovki napryazhenii v gornykh porodakh* [Modeling the Mechanical Properties of the Geological Environment as a Means of Decoding Stresses in Rocks]. *Neftgazovoe obozrenie*, 2005. 49 p. [in Russian].

9. Popov A.N., Bulyukova F.Z., Moguchev A.I. *Metodika rascheta uprugogo smeshcheniya stенок skvazhin posle vskrytiya gornykh porod бурением* [Methodology for Calculating the Elastic Displacement of the Borehole Walls after the Opening of Rocks by Drilling]. Ufa, UGNTU Publ., 2011. 26 p. [in Russian].

10. Popov A.N., Golovkina N.N. *Prochnostnye raschety stенок skvazhin v poristykh porodakh* [Strength Calculations of Borehole Walls in Porous Rocks]. Ufa, UGNTU Publ., 2001. 70 p. [in Russian].

11. Predein A.A., Klykov P.A., Ganzhin P.V., Okromelidze G.V. *Geomekhanicheskoe modelirovanie pri stroitel'stve skvazhin* [Geomechanic Modeling at Construction of Wells]. *Materialy V Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Aktual'nye problemy povysheniya effektivnosti i bezopasnosti ekspluatatsii gorno-shakhtnogo i neftepromyslovogo oborudovaniya»* [Materials of the V International Scientific and Practical Conference «Actual Problems of Increasing the Efficiency and Safety of Operation of Mining and Oilfield Equipment»]. Perm, PNIPU Publ., 2018, Vol. 1, pp. 264-270. [in Russian].

12. Garshina O.V., Predein A.A., Klykov P.I., Khvoishchin P.A., Nekrasova I.L. *Geomekhanicheskoe modelirovanie kak neot'emlemaya chast' kompleksnogo podkhoda k stroitel'stvu skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh* [Geomechanical Modeling as an Integral Part of a Complex Approach to Wells Construction in Complicated Geological Conditions]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2017, No. 5, pp. 28-33. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Рабеев Руслан Уралович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, Уфа, Россия

Ruslan U. Rabaev, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas Field Department, USPTU, Ufa, Russia

r.u.rabaev@gmail.com

Статья поступила в редакцию 16.08.2021; одобрена после рецензирования 27.08.2021; принята к публикации 03.09.2021.

The article was submitted 16.08.2021; approved after reviewing 27.08.2021; accepted for publication 03.09.2021.