

СТАТЬЯ

УДК 622:55

**ПРОСТЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ БЕЗОПАСНОГО
И ЭФФЕКТИВНОГО ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ
ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ГЕОЛОГИИ СКВАЖИН
В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)****Рудых И.В.***ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова», Якутск,
e-mail: rudih@mail.ru*

Цель статьи – выявить наиболее простые решения для безопасного и эффективного производства работ по исследованию геологии скважин в Республике Саха (Якутия). В статье приведены основные сведения о геологическом строении залежей нефти и газа в Российской Федерации, которые характеризуются специфическим стратиграфическим, формационным и фазово-химическим диапазоном нефтегазоносности с самыми разными глубинными условиями, что предопределяет особенности распределения, состава и условий эксплуатации залежей углеводородов. В качестве материалов исследования выступали данные об особенностях геологии скважин в Республике Саха (Якутия), при этом использовались методы обобщения, систематизации и анализа научной литературы по проблематике исследования. Были определены простые решения для безопасного и эффективного производства работ по исследованию геологии скважин в Республике Саха (Якутия). Показано, что разработка месторождений скважин в Республике Саха (Якутия) в современных условиях нуждается в строительстве новых эксплуатационных скважин с предотвращением загрязнения призабойной зоны пласта при креплении и обеспечении надежной изоляции заколонного пространства. Достичь этого можно, применяя облегченные и легкие тампонажные растворы, которые делают невозможными большую депрессию на пласт и опасность непредвиденных поглощений тампонажной суспензии и гидроразрыва в пласте.

Ключевые слова: эффективность, исследования, скважины, геология, Республика Саха (Якутия), аномально высокое пластовое давление

**SIMPLE SOLUTIONS FOR SAFE AND EFFICIENT WELL
GEOLOGY STUDIES IN THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)****Rudykh I.V.***M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, e-mail: rudih@mail.ru*

The purpose of the article is to identify the simplest solutions for the safe and efficient production of work on the study of well geology in the Republic of Sakha (Yakutia). The article provides basic information about the geological structure of oil and gas deposits in the Russian Federation, which is characterized by a specific stratigraphic, formational and phase-chemical range of oil and gas potential with a variety of deep conditions, which predetermines the distribution, composition and operating conditions of hydrocarbon deposits. The study materials were data on the features of the geology of wells in the Republic of Sakha (Yakutia), while using the methods of generalization, systematization and analysis of scientific literature on the research issues. Simple solutions were identified for the safe and efficient execution of well geology surveys in the Republic of Sakha (Yakutia). It is shown that the development of well fields in the Republic of Sakha (Yakutia) in modern conditions requires the construction of new production wells to prevent contamination of the bottomhole formation zone during fastening and ensure reliable isolation of the annulus. This can be achieved by using lightweight and light cement slurries, which make it impossible for a large drawdown on the reservoir and the risk of unforeseen losses of the cement slurry and hydraulic fracturing in the reservoir.

Keywords: efficiency, research, wells, geology, Republic of Sakha (Yakutia), abnormally high formation pressure

Геологическое строение залежей нефти и газа в Российской Федерации характеризуется специфическим стратиграфическим, формационным и фазово-химическим диапазоном нефтегазоносности с самыми разными глубинными условиями, что предопределяет особенности распределения, состава и условий эксплуатации залежей углеводородов [1]. В сложных горно-геологических условиях имеются зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Зоны с АВПД также могут образовываться искусственно в процессе добывания нефти, газа и воды, если нет компенсации пластовой энергии [2]. На се-

годняшний день большинство месторождений на территории Российской Федерации находятся на завершающей стадии разработки, а потому нужно максимально увеличить собственную добычу углеводородов из месторождений из АВПД [3]. Самым сложным является строительство качественной скважины с сохранением лучших фильтрационных характеристик продуктивной зоны пласта на эксплуатационных объектах, что находится на поздней стадии разработки и с пониженными начальными пластовыми давлениями [4, 5]. Предпосылкой исполнения этих условий является применение облегченных тампо-

нажных растворов во время строительства новых скважин.

Исследователи [6] считают, что предпосылкой возникновения зон с аномально высоким давлением является тектоническая эрозия верхних наслоений породы. То есть когда верхние слои породы размываются, а вертикальные напряжения уменьшаются, матрица породы восстанавливается как эластичное тело, из-за чего объем пор в породе возрастает, а давление флюида в породе уменьшается. Исследованиями [7] определено, что гидродинамические условия флюидной системы в кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторах с АВПД существенно отличаются от обычных гранулярных коллекторов и коллекторов с небольшой трещиноватостью. Наибольшей проблемой во время их первичного раскрытия являются катастрофические поглощения, вызванные АВПД пластовых углеводородных систем и специфическими свойствами трещиноватого коллектора.

Цель статьи – определить простые решения для безопасного и эффективного производства работ по исследованию геологии скважин в Республике Саха (Якутия).

Материалы и методы исследования

В качестве материалов исследования выступали данные об особенностях геологии скважин в Республике Саха (Якутия), при этом использовались методы обобщения, систематизации и анализа научной литературы по проблематике исследования.

Результаты исследования и их обсуждение

Аномальность пластовых давлений обусловлена преимущественно геологическим строением месторождений и разницей плотности нефти, газа, воды и пород, которые их вмещают. Существенное влияние на изменение пластового давления в недрах Земли имеет форма залегания пород и их физическое состояние (уплотнение) [8]. На месторождениях аномально высокое давление может быть, если экранировочная крышка залегает неглубоко, поверх нефтеносности высокий и нет активного напора пластовых вод. В таком случае, когда под крышкой сверхнормальное давление нефти равно геостатическому, с увеличением глубины оно растет на величину столба нефти, плотность которой меньше плотности воды в пластовых условиях. Так что с увеличением глубины от экранировочной крышки при наличии мощного горизонта нефтеносности наблюдаются пластовые давления меньше гидростатических.

Авторы [9] выделяют четыре основные причины образования зон с АВПД:

1. Превышение гипсометрической точки бурения скважины над гипсометрическим положением условной пьезометрической поверхности.

2. Падение пластового давления в природном резервуаре в результате миграции флюида по трещинам и большим разрывам до дневной поверхности со следующей дегазацией и непосредственным выходом жидкости.

3. Опускание коллекторов в герметичных условиях на низший гипсометрический уровень, что приводит к пластовым давлениям, меньшим, чем гидростатическое.

4. Формирование в осадочной толще земной коры в результате стрессовых тектонических движений полостей тектонических разрывов, что в определенных геологических условиях предопределяет формирование вакуумного пространства, куда возможна миграция флюидов из природных резервуаров.

Пласты из АВПД размещаются в толщах осадочных отложений между непроницаемыми породами с нормальными или аномально высокими и аномально высокими внутрипоровыми давлениями. Их также называют пьезоминимумами. Создание зон с АВПД в природных резервуарах связано с большим количеством факторов в земной коре, в частности обратной упругой деформацией скелетов из-за эрозии перекрывающих ее толщ, а затем привлечением участков снова в погружение и отложением осадочных толщ меньшей толщины; со снижением температур в коллекторах, а также разницей температурных коэффициентов расширения поровых вод и скелета пород. Согласно геодинамической концепции формирования земной коры, во время действия тектонических усилий в земной коре и смятения пластов коллекторов в складки происходит их механическая деформация, что обнаруживается в периферийных частях структур в уменьшении поровых пространств в пласте и формировании трещин сплющивания и образовании новых трещин, раскрытие которых увеличивается по направлению к своду складки. И так, в верхней части складки (ее своде) могут образовываться немалые по размеру раскрытые тектонические нарушения.

В начале такого процесса в коллекторе, который заполнен флюидами и залегает под непроницаемыми породами – крышками аномально высокого пластового давления (АВПД), образованными в результате внутрирезервуарной миграции флюидов

(чаще всего в сводах структур) в направлении замковых частей антиклиналей, с последующей деформацией пластов из-за трещин и больших тектонических нарушений флюиды под давлением мигрируют в породы, которые их вмещают. В склеповых участках складок над пластами АВПД образуются локализованные места вторжения с аномально высоким поровым давлением (АВПОД). Этот процесс на протяжении геологического времени приводит сначала к нивелированию давления в коллекторах, а затем, при хорошей проводимости тектонических зон нарушений и особенно при малых толщинах пород-покрышек, – к формированию АВПД. То есть если покрышки не имеют свойств удерживать высокое давление флюидов в коллекторе, то образуется прорыв флюидов из природного резервуара и в нем пластовое давление уменьшается даже в АВПД. В природных резервуарах АВПД наблюдаются в зонах дизъюнктивов, которые достигают дневной поверхности, четвертичных отложений или зон региональных дислокаций, где происходит выделение газа из нефтегазоводяных залежей со следующей разгрузкой энергии в результате прорыва из них флюидов или же в случае недостаточной мощности покрышек для сдерживания пластовой энергии.

Структурно-тектоническое строение геологического разреза Чаяндинского, Среднеботуобинского и Маччобинского нефтегазоконденсатных месторождений в Республике Саха (Якутия) формировалось под влиянием геодинамического режима многократной активации мелкоблочной тектоники, галакинеза и активных процессов тепломассопереноса в разные геологические эпохи. Это и определило трансгрессивно-регрессивные циклы формирования осадочного бассейна: изменение условий осадконакопления, зон выветривания горных пород, особенности миграции осадочного материала, мест его аккумуляции, дежурство коллекторов и покрышек в разрезе формирования и геологического развития резервуаров и производительных горизонтов в широком литолого-стратиграфическом диапазоне осадочного чехла и фундамента Чаяндинского, Среднеботуобинского и Маччобинского нефтегазоконденсатных месторождений в Республике Саха (Якутия). Осадочный чехол разреза девона, карбона, перми, триаса, юры состоит из таких типов коллекторов: поровых, порово-кавернозно-трещинных и трещинных. Самыми распространенными проблемами, которые мешают качественному строительству скважины, являются нестабильность значений пластовых давлений в пределах отложений

разных ярусов. Распространены пласты из АВПД, которые переслаиваются с пластами из АВПД. На каждом из этих месторождений наблюдаются АВПД с падением градиента пластового давления даже ниже показателя 0,5, кроме этого, эта тенденция и дальше будет продолжаться в результате максимального истощения эксплуатационных объектов. Строительство новых эксплуатационных скважин на этих площадях требует особого подхода к выбору буровых, технологических и тампонажных растворов. Особенно это касается плотности цементной суспензии. Для крепления скважин на этих площадях нужно применять тампонажные растворы с пониженной плотностью для предотвращения поглощения его в пласт и кольматации привлекательной зоны пласта. Месторождения с минимальными (0,6–0,8) значениями градиента пластового давления нуждаются в использовании легких тампонажных растворов.

Существенное превышение давления столба тампонажного раствора над пластовым давлением может привести к гидрорыву пласта, кольматации призабойной зоны, значительному проникновению частиц цемента в пласт, что делает невозможным прилив к скважине в будущем. Так, по данным [10] поглощение тампонажного раствора произошло в 2003 г. Одним из примеров последствий превышения плотности тампонажного раствора является цементирование эксплуатационных колонн скважин Чаяндинского, Среднеботуобинского и Маччобинского нефтегазоконденсатных месторождений в Республике Саха (Якутия) в условиях высоких пластовых давлений, где наблюдается поглощение фильтра тампонажных жидкостей, а отсутствие эффективных буферных жидкостей стало причиной увеличения зоны смешивания технологических жидкостей в скважине. Образованный в таких условиях цементный камень оказался некачественным и неспособным обеспечивать нужную герметичность заколонного пространства, что засвидетельствовали результаты акустической цементометрии (АКЦ) [9].

Были определены простые решения для безопасного и эффективного производства работ по исследованию скважин с АВПД в России.

Описан опыт [7] применения блокирующих составов в процессе обеспечения безопасного текущего и капитального ремонта скважин АВПД. Безопасный контроль над поглощением технологических жидкостей в процессе текущего и капитального ремонта скважин – одна из актуальных задач для Чаяндинского, Среднеботуобин-

ского и Маччобинского нефтегазоконденсатных месторождений в Республике Саха (Якутия). Согласно проведенному исследованию объем поглощения достигает 300–600 м³ при фактической емкости скважин 60 м³. В условиях АВПД для глушения скважин применяются солевые растворы высокой плотности на основе дорогостоящих сухих компонентов. Поэтому выполнение текущего и капитального ремонта скважин в условиях катастрофического поглощения растворов приводит к существенному росту затрат. В этой связи продолжается поиск оптимальных блокирующих составов для использования в процессе текущего и капитального ремонта скважин и представлен опыт применения биополимерных композиций производства ТК «Шлюмберже» (Schlumberger) и ООО «ПСК «Буртехнологии» (г. Пермь).

Описан опыт бурения и освоения скважин в условиях АВПД при наличии зон интенсивного выщелачивания и карстования [8]. Осинский горизонт (Б1) нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Саха (Якутия) представлен рифами кембрийского возраста, для которых характерно АВПД, а бурение и заканчивание скважин в этих объектах потребуют применения особых технологий. В ходе проведенных опытных работ наибольшую эффективность применительно к данным условиям показала технология бурения в режиме «грязевой шапки», или РМСД, – без выхода циркуляции и при наличии избыточного давления на устье скважины. Окончание скважин выполнено с использованием «глухого» хвостовика с последующим проведением прострелочно-взрывных работ после монтажа фонтанной арматуры.

В последние годы мы стали уделять особое внимание уделять автоматизации процессов, цифровой трансформации, развивать интеллектуальные сервисы скважин АВПД с целью обеспечения безопасности [9]. Представлен сервис по регистрации параметров закачиваемых в скважину жидкостей; технология глушения скважин с АВПД, геолого-техническое сопровождение при ремонте скважин, которые полноценно обеспечивают комплексную безопасность и эффективность исследования и эксплуатации скважин АВПД.

С целью устранения отрицательного воздействия на пласт жидкостей глушения при ремонте и заканчивании скважин в условиях АНПД и обеспечения безопасной работы бригады текущего и капитального ремонта скважин АВПД, эффективно используется универсальная технологическая жидкость на углеводородной основе плот-

ностью до 1,2 г/см³ и термостабильностью до 120 °С с регулируемыми в широком диапазоне характеристиками [8]. Использование такой жидкости обеспечивает безопасность выполнения таких технологических операций, как восстановление забоя скважины, разбуривание цементного моста, фрезерование постороннего предмета и др. Также, чтобы сделать процесс безопасным и контролируемым в скважинах АВПД, устье скважины плотно закрывают крышкой, прикрепленной болтами к фланцу верхней обсадной трубы.

Описан также опыт [5] использования в скважинах АВПД СО₂, который является продуктом сгорания тепловых электростанций (дымовые газы). При традиционных способах сжигания жидкого органического топлива в среде воздуха, содержащего значительное количество азота, содержание СО₂ в продуктах сгорания не превышает 7–15%. Дымовые газы с таким низким содержанием СО₂ могут применяться только для поддержания пластового давления в нефтяных месторождениях, поскольку для эффективного вытеснения нефти содержание СО₂ в газовой смеси должно быть не менее 50–60%. Изъятие СО₂ из дымовых газов известными способами, например абсорбционным, основанным на применении моноэтаноламина, экономически невыгодно. Для оценки эффективности вытеснения остаточной нефти из обводненных нефтяных пластов с применением каймы СО₂ выполнены лабораторные исследования на цилиндрической горизонтальной модели пласта из несцементированного песка. Длина модели составляла 37,13 см, внутренний диаметр – 4 см, общий объем модели – 466,3 см³, поровой объем – 187,7 см³, коэффициент пористости – 40,2%. Сначала в сухую модель пласта запомпировали углекислый газ в течение 1–2 ч. Затем в модель пласта запомпировалась вода с расходом 1 мл/мин. Для создания насыщенности пористой среды связанной водой в модель пласта закачивалась насосом нефть с расходом 0,5 мл/мин. Начальная нефтенасыщенность модели пласта составляла 95,9%. Динамический коэффициент вязкости нефти равен 1800–2000 мПа·с. В ходе экспериментов нефть вытеснялась из модели пласта 1% раствором соленой воды (NaCl). Вода запомпировалась насосом с расходом 1,73 мл/мин при среднем давлении в модели пласта 8,3 МПа до отсутствия следов нефти в жидкости на выходе модели (или до незначительного количества нефти в жидкости) [10]. Результаты выполненных лабораторных исследований подтверждают высокую эффективность применения СО₂ для повы-

шения коэффициента нефтеизвлечения месторождений нефти повышенной вязкости. Этот метод повышения безопасности и эффективности нефтеизвлечения может найти широкое применение на месторождениях Российской Федерации, большинство из которых находится на завершающей стадии разработки, обводнения и содержит значительные остаточные запасы нефти повышенной вязкости.

Во всех нефтегазоносных районах Российской Федерации имеются зоны с АВПД. Также, проанализировав падение градиента пластового давления на скважинах Чайдинского, Среднеботуобинского и Маччобинского нефтегазоконденсатных месторождений в Республике Саха (Якутия), констатируем, что каждому из эксплуатационных объектов присуще его падение ниже 1, а у некоторых продуктивных горизонтов даже ниже значения 0,5. Разработка этих месторождений в современных условиях нуждается в строительстве новых эксплуатационных скважин с предотвращением загрязнения призабойной зоны пласта при креплении и обеспечении надежной изоляции заколонного пространства. Достичь этого можно, применяя облегченные и легкие тампонажные растворы, которые делают невозможными большую депрессию на пласт и опасность непредвиденных поглощений тампонажной суспензии и гидроразрыва в пласте.

Заключение

В статье были определены простые решения для безопасного и эффективного производства работ по исследованию скважин с АВПД в России. Показано, что разработка месторождений со скважинами АВПД в современных условиях нуждается в строительстве новых эксплуатационных скважин с предотвращением загрязнения призабойной зоны пласта при креплении и обеспечении надежной изоляции заколонного пространства. Достичь этого можно, применяя облегченные и легкие тампонажные раство-

ры, которые делают невозможными большую депрессию на пласт и опасность непредвиденных поглощений тампонажной суспензии и гидроразрыва в пласте.

Список литературы

1. Бородин В.Н., Смирнов О.А., Курчиков А.Р., Лукашов А.В., Недосекин А.С., Погребский А.В., Смирнов А.С. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе Баренцево-Карского шельфа с учетом данных бурения и сейсморазведки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 4. С. 12–19.
2. Карасев Д.В., Карасева Т.В., Щербинина Н.Е. Особенности осложнений при проведении буровых работ на больших глубинах // Нефтегазовое дело. 2015. № 4. С. 19–31.
3. Корнев А.И. Анализ геологического параметра режим работы залежи, перспектива его изучения и использования для разработки месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина (Томск, 08–12 апреля 2019 г.). Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2019. С. 49–52.
4. Орехов А.Н., Марсьяль А.М. Изучение зон аномального пластового давления с помощью анализа атрибутов сейсмических полей на примере месторождений Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 5. С. 46–56.
5. Прохоров П.Э., Волков В.А., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Технологические аспекты реализации газодвигательной закачки диоксида углерода для увеличения добычи высоковязких нефтей // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 8. С. 20–25.
6. Фомкин А.В., Жданов С.А. Тенденции и условия развития технологий повышения эффективности нефтеизвлечения в России и за рубежом // Нефтепромысловое дело. 2015. № 12. С. 3–5.
7. Abdolahi-Mansoorkhani H., Seddighi S. H₂S and CO₂ capture from gaseous fuels using nanoparticle. Energy. 2019. No. 168. P. 847–57.
8. Doan A.A., Holley A.C., Li L., Kellum M.G. A Novel Cement System to Ensure Slurry Stability in Horizontal Well. Oklahoma City Oil and Gas Symposium (Oklahoma City, 27–31 March 2017). Oklahoma, USA, 2017. P. 67–71.
9. Song Ge. Coupling model of transient temperature and pressure in gas wells. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
10. Hao X., Junfeng Z., Chengzao J., Dazhen T., Wei Y. Influence of tectonic uplift-erosion on formation pressure. Petroleum Science. Vol. 7. Iss. 4.