УДК 622.244.5

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА И КАЧЕСТВА КРЕПИ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА БОВАНЕНКОВСКОМ НГКМ

IMPROVING THE STABILITY OF THE WELLBORE AND THE CASING QUALITY OF THE CENOMANIAN DEPOSITS AT THE BOVANENKOVSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Дуркин Василий Вячеславович
кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
vdurkin@ugtu.net

Аннотация. В настоящей работе приведены общие сведения по Бованенковскому НГКМ, дана краткая геологическая характеристика сеноманской залежи, приведены существующие технико-технологические решения по прохождению и креплению сеноманской залежи (конструкция скважины и технология крепления, буровые растворы, технология бурения), на основании анализа материалов по 26 кустам определены вероятные причины возникновения межколонных давлений (МКД) в эксплуатационных скважинах Бованенковского НГКМ, сформулирована цель работы, определен круг задач, решаемых в ходе выполнения работы, на основании выполненных исследований по установлению влияния различных кольматирующих компонентов на создание непроницаемого экрана для повышения качества крепления и предупреждение возникновения МКД определена стратегия модификации имеющейся технологии буровых растворов.

Ключевые слова: анализ, кольматация, межколонные давления, Сеноманская залежь, технико-технологические решения, Бованенковское НГКМ, керн.

Durkin Vasily Vyacheslavovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Chief of Department of Development and Operation of Oil and Gas Wells and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
vdurkin@ugtu.net

Annotation. This paper provides general information on the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field, gives a brief geological description of the Cenomanian reservoir, presents the existing technical and technological solutions for the passage and strengthening of the Cenomanian reservoir (well design and casing technology, drilling fluids, drilling technology), based on the analysis of materials for 26 clusters probable causes of annular pressures (ACP) in the production wells of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field were determined, the purpose of the work is formulated, the range of tasks to be solved in the course of the work is defined, on the basis of the studies performed to establish the influence of various bridging components on the creation of an impermeable screen to improve the quality of fastening and prevent the occurrence of ACP, a strategy for modifying the existing technology of drilling fluids is determined.

Keywords: analysis, colmatation, annular pressure, Cenomanian reservoir, technical and technological solutions, Bovanenkovskoye oil and gas condensate field, core.

Бованенковское ГКМ расположено на полуострове Ямал в нижнем течении рек Се-Яха, Морды-Яха и Надуй-Яха (70° северной широты). В административном отношении территория месторождения находится в Ямальском районе (центр – п. Яр-Сале) Ямало-Ненецкого автономного округа. Близлежащие населенные пункты отсутствуют.

Климат в районе размещения Бованенковского месторождения – избыточно-влажный, с холодным летом и умеренно суровой малоснежной зимой. Равнинность территории и открытость не препятствуют глубокому проникновению в ее пределы воздушных масс как с севера, так и с юга, поэтому в любой сезон года возможны резкие колебания температуры воздуха. Снежный покров приходится обычно на середину – конец сентября, а устанавливается 11 октября.

Полуостров Ямал относится к зоне недостаточной теплообеспеченности и весьма избыточного увлажнения. Период со средней суточной температурой воздуха выше 5 °С (период вегетации растений) продолжается не более 2-х месяцев. Согласно климатического районирования территория месторождения находится в 1В климатическом подрайоне, в северной климатической зоне с суровыми условиями. Температура воздуха составляет:

- средний минимум температуры воздуха в феврале – минус 26,2 °С;
- абсолютный минимум температуры воздуха – минус 50 °С;
- средний максимум температуры воздуха в июле – плюс 11,2 °С;
- абсолютный максимум температуры воздуха – плюс 30 °С;
- расчетная температура самой холодной пятидневки – минус 40 °С;

– расчетная температура воздуха наиболее холодных суток – минус 43 °С;
– расчетная температура воздуха самых жарких суток – плюс 21,3 °С;
– средняя температура воздуха наиболее холодного периода – минус 28 °С;
– продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 8 °С (отопительный период) – 300 суток;
– средняя температура воздуха отопительного периода – минус 11 °С;
– среднее месячное количество осадков колеблется: от 16 до 19 мм с декабря по апрель, от 25 до 44 мм – в остальные месяцы года. В среднем в год выпадает около 320 мм осадков;
– число дней со снежным покровом составляет в среднем – 234.

В районе строительства наблюдается сплошное – по площадке и монолитное – по разрезу распространение многолетнемерзлых пород (ММП). Сплошность ММП нарушается с поверхности несквозными таликами, а по разрезу – линзами криопэгов и охлажденными грунтами. В летне-осенний период, в верхней части ММП формируется слой сезонного протаивания, которое начинается в июне и продолжается до конца сентября. С установлением отрицательных среднесуточных температур воздуха в октябре, начинается промерзание сезонноталого слоя, которое полностью завершается к середине декабря. На территории месторождения широко распространены засоленные мерзлые и охлажденные грунты, часто содержащие линзы незамерзших, отрицательно температурных рассолов – криопэгов.

При освоении территории в полной мере должны быть учтены особенности геокриологических условий:

– повсеместное распространение ММП;
– небольшие глубины сезонного протаивания от 0,2 м до 1,5 м;
– водонасыщенность в летний период грунтов слоя сезонного протаивания (мощность водонасыщенного слоя от 0,1 м до 0,2 м);
– низкие среднегодовые температуры грунтов;
– высокая льдистость отложений, превышающая 0,4 д.е.;
– засоленность песчаных и глинистых грунтов, превышающая 0,1 %;
– присутствие в разрезе мерзлой толщи (на разной глубине) соленых отрицательно температурных напорных вод;
– газонасыщенность мерзлотной части разреза;
– широкое развитие повторно-жильных льдов и ледяных пластовых залежей;
– морозобойное растрескивание и пучение грунтов;
– интенсивное проявление склоновых процессов (оползней);
– отсутствие пресных межмерзлотных и подмерзлотных вод.

Указанное сочетание инженерно-геокриологических параметров весьма активно воздействует на способы освоения территории. При нарушении естественных условий, среднегодовые температуры мерзлых грунтов могут изменяться от 1 до 2 °С. При повышении температуры активизируется термокарст, а при понижении температуры грунтов активизируется морозобойное растрескивание грунтов.

Сеноманский-верхний альб находится в интервале 550–1005 м и представлен песчаниками, алевролитами с прослоями глин, песчаниками и алевролитами мелко-зернистыми глинистыми, слабосцементированными рыхлыми. Плотность пород составляет от 2000 до 2200 кг/м^3 пористость 24,6–33 %. Глинистость составляет от 20 % (для песчаников и алевролитов) до 80 % для глин.

Характеристика вскрываемых пластов:

– 550–700 м ($ПК_1$) – терригенно-поровый коллектор, насыщенный газом с относительной плотностью 0,559 проницаемостью 500 мД, пористостью 33,3 %.

– 944–1044 ($ПК_{9-10}$) – терригенно-поровый коллектор, насыщенный газом с относительной плотностью 0,562 проницаемостью 200–450 мД, пористостью 24,6 %.

Одновременно интервал 550–1005 м является резервуаром пластовых вод плотностью 1004–1007 кг/м^3.

Основными осложнениями являются:

– в интервале 450–750 м:

1. Газопроявления при снижении противодавления бурового раствора на пласт в скважине (не долив скважины при СПО, нарушение режима СПО).
2. Поглощение бурового раствора при прохождении проницаемых пород.
3. Прихваты вследствии оставления без движения бурильного инструмента более 5 минут, увеличение плотности бурового раствора по сравнению с указанной в ГТН.
4. Сальникообразования/кавернообразования при высоких значениях показателя фильтрации.

– в интервале 750–1590 м:

1. Прихваты вследствии оставления без движения бурильного инструмента более 5 минут, увеличение плотности бурового раствора по сравнению с указанной в ГТН.
2. Водопроявления при изменении значения вязкостных и структурно-механических параметров бурового раствора (снижение плотности бурового раствора, не долив скважины при СПО) по сравнению с указанными в ГТН.

3. Сальникообразования/кавернообразования при высоких значениях показателя фильтрации.

4. Газопроявления при снижении плотности бурового раствора по сравнению с указанной в ГТН, нарушение режима СПО.

5. Осыпи и обвалы стенок скважины.

Сеноманская залежь перекрывается промежуточной (эксплуатационной) колонной диаметром 245 мм и хвостовиком диаметром 168 мм.

Промежуточная (эксплуатационная) колонна спускается одной секцией с целью перекрытия сеноманского продуктивного горизонта, оборудования устья скважины ПВО. Оснащается заколонным пакером типа ПГПМ-245, который устанавливается в кровле сеноманского горизонта или в башмаке кондуктора при кавернозности открытого ствола. Цементирование в одну ступень через башмак с подъемом тампонажного раствора до устья скважины.

Сеноманская залежь изолируется тампонажным раствором на основе ЦТРС II-50-АРМ, либо на основе Гранцем 7 БГ плотностью 1700 кг/м^3.

Эксплуатационный хвостовик спускается в открытый ствол для качественной изоляции и эксплуатации продуктивного горизонта. Для подвески и герметизации головы хвостовика в колонне 245 мм применяется импортное подвесное устройство типоразмера 168 х 245 с двумя герметизирующими элементами. Цементирование в одну ступень через башмак с подъемом тампонажного раствора до головы хвостовика. Глубина скважины определяется положением забоя выше ГВК на 15–20 м.

Крепление осуществляется с применением тампонажного раствора на основе ЦТРС II-50-АРМ+К плотностью 1800 кг/м^3, либо на основе Гранцем 7 БГ плотностью 1700 кг/м^3.

При бурении под промежуточную (эксплуатационную) колонну предусматривается полимерглинистый раствор плотностью 1300 ± 20 кг/м^3, основой которого является глинистая суспензия с концентрацией глинопорошка 30 кг/м^3, обработанная ингибиторами и понизителями водоотдачи: ПАЦ-В, ПАЦ-Н, смолополимер, основа ГС (ГКЖ 10, 11), смазочными добавками СМЭГ, Микан 40 С. Утяжеление до необходимой плотности достигается баритом. Снижение вязкостных, реологических и структурно-механических параметров достигается обработкой ТПФН и ФХЛС.

Параметры промывочной жидкости следующие:

– плотность 1300 ± 20 кг/м^3;
– условная вязкость – 35–45 с;
– фильтрация – 3–5 см^3/30 мин;
– толщина глинистой корки – менее 1 мм;
– коэффициент липкости глинистой корки по ФСК-4 – менее 0,15;
– статическое напряжение сдвига за 1 и 10 минут – 30–45/60–70 дПа;
– pH-8-9;
– пластическая вязкость – 19–22 мПа*с;
– динамическое напряжение сдвига – до 100 дПа;
– содержание твердой фазы – до 20 %;
– содержание песка – до 1 %.

При бурении под эксплуатационный хвостовик предусматривается также бурение с применением полимерглинистого бурового раствора плотностью 1150 кг/м^3 до глубины 1057 м, 1240 кг/м^3 до проектного забоя.

Рецептура раствора аналогична применяемой при бурении под промежуточную (эксплуатационную) колонну, исключение составляет утяжелитель, в качестве которого применен карбонатный кольматант МР 3,4, а также наполнитель КФ1-30.

Параметры промывочной жидкости следующие:

– плотность 1150–1240 кг/м^3 до глубины 1057 м, 1240 кг/м^3 до проектного забоя;
– условная вязкость – 30–35 с до глубины 1057 м, до проектного забоя 35–45 с;
– фильтрация – 4–5 см^3/30 мин до глубины 1057 м, 3–5 см^3/30 мин до проектного забоя;
– толщина глинистой корки – менее 1 мм;
– коэффициент липкости глинистой корки по ФСК-4 – менее 0,15;
– статическое напряжение сдвига за 1 и 10 минут – 20–30/40–50 дПа до глубины 1057 м, 30–40/50–60 дПа до проектного забоя;
– pH-8-9;
– пластическая вязкость – 12–15 мПа*с до глубины 1057 м, 15–20 мПа*с;
– динамическое напряжение сдвига – 40–60 дПа до глубины 1057 м, 60–80 дПа до проектного забоя;
– содержание твердой фазы – 10–14 % до глубины 1057 м, 14–16 % до проектного забоя;
– содержание песка – до 1 %.

Основной газоблокирующей кольматирующей добавкой при вскрытии сеноманской залежи является Микан-40 (Силанж).

При бурении под промежуточную (эксплуатационную) колонну предусматривается бурение с применением забойного двигателя ДР1-240 со следующими параметрами режима бурения: нагрузка – 60–80 кН, частота вращения вала забойного двигателя – 130–140 об/мин, производительность насосов – 45 л/с; давление на стояке – 19,31 МПа.

При бурении под эксплуатационный хвостовик предусматривается бурение с применением забойного двигателя ДР-178 и телесистемой со следующими параметрами режима бурения: нагрузка – 50–70 кН, частота вала забойного двигателя – 220–240 об/мин, частота вращения бурильной колонны 30–40 об/мин, производительность насосов – 36 л/с; давление на стояке – 17,78 МПа.

Природой возникновения заколонных газоперетоков с возникновением впоследствии межколонных давлений, разработкой технологий и технических средств для их ликвидации занимались А.Г. Аветисов, Ф.А. Агзамов, А.П. Агишев, А.А. Ахметов, А.И. Бережной, А.Н. Бурыкин, А.А. Гайворонский, М.М. Гайдаров, В.В. Грачев, Н.Э. Зейналов, Н.Х. Каримов, А.И. Киселев, А.Т. Кошелев, В.И. Крылов, А.М. Лихушин, Н.И. Марухняк, Д.В. Морозов, С.А. Рябоконь, И.А. Сидоров, К.М. Тагиров, Р.А. Тенн, Н.И. Титков, В.Г. Цейтлин, А.А. Цыбин, З.М. Фаттахов, Д.Н. Хадиев, Р.И. Шищенко и другие.

Согласно действующих представлений и анализа литературных источников основными причинами возникновения межколонных давлений в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах с высоким газовым фактором являются:

– негерметичная обсадная колонна, когда переток газа происходит через нарушения обсадной колонны или по негерметичным резьбовым соединениям;

– негерметичное цементное кольцо, когда газ мигрирует по межколонному пространству непосредственно из продуктивного пласта.

Кроме того, возникновение МКД может быть следствием комбинации перечисленных причин.

Существует достаточно много методов, технологических мероприятий и технических устройств, комплексное применение которых позволяет устранить межколонные газопроявления в скважинах и восстановить герметичность межколонного пространства. В отечественной и зарубежной практике накоплен большой опыт по предупреждению миграции газа. Разработанные мероприятия по предупреждению и ликвидации МКД включают в себя, как совершенствование технологии строительства и эксплуатации скважин, так и разработку новых технологических средств и приемов ликвидации заколонных газоперетоков.

Существующие технологии предупреждения заколонных газоперетоков в основном направлены на повышение качества цементирования, обеспечивающего более полное и равномерное вытеснение бурового раствора, удаление глинистой корки со стенки скважины, разработку новых тампонажных составов, применение заколонных пакеров. Для ликвидации уже образовавшихся путей движения газа используется исправительное цементирование под давлением, закачка различных герметизирующих составов, перевод скважины на пакерную схему эксплуатации, применение металлических продольно-гофрированных труб, пластырей и т.д. Качественное восстановление герметичности заколонного пространства зависит не только от выбора способа, но и от изоляционных возможностей применяемых составов. Поэтому для повышения эффективности работ при капитальном ремонте скважин необходимо анализировать успешность применения герметизирующих составов с учетом конкретных скважинных условий и способов их закачки.

Проведенный анализ научно-технической литературы и промысловых материалов показывает, что эффективность применяемых материалов и технологий не всегда удовлетворяет требованиям качественного восстановления герметичности заколонного пространства и ликвидации заколонных газоперетоков. Несмотря на определенные достижения в этой области, вопросы разработки способов ликвидации МКД, сохраняющих свою эффективность в течение длительного времени, являются актуальными и требуют дополнительных исследований.

Анализируя информацию по 26 кустам (кусты 22, 24, 25, 26, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 51, 54, 55, 57, 61, 63, 210, 610) на Бованенковском НГКМ можно сделать следующие выводы:

– в подавляющем большинстве (по 46 кусту 13 случаев по 13 скважинам) случаев причиной МКД является негерметичное цементное кольцо в результате вероятно плохого сцепления с горной породой и неполного заполнения кольцевого пространства.

– причиной МКД по некоторым скважинам являлось поглощение бурового и тампонажного раствора (41 случай по 315 интервалам), что может быть вызвано недостаточной кольматацией проницаемых отложений при бурении.

– дополнительно к этому, как уже отмечалось ранее, основным кольматирующим реагентом при строительстве скважин в сеноманских отложениях являлся Микан-40, представляющий собой смесь жирных кислот – отработанных растительных масел, нанесенных на тонкоизмельченный природный сорбент мусковит при следующем соотношении компонентов, мас.%: мусковит 40–95 % (чешуйчатый наполнитель), отработанные растительные масла 5–60 %

Выше представлен анализ причин возникновения МКД, в основном, в процессе крепления скважин.

Однако целью настоящей работы является кольматация сеноманской залежи для исключения прорывов газа из нее на поверхность в процессе строительства скважины, исключения миграции газа в сеноман из нижележащих залежей и повышение качества крепления ствола путем модификации промывочной жидкости, а также создания устойчивого во времени блокирующего экрана. Это является первой ступенью достижения блокирования коллекторов – потенциальных источников МКД.

Применяемый в настоящее время буровой раствор для бурения в сеноманских отложениях не в полной мере соответствует горно-геологическим условиям проходимого разреза, а именно:

1. При бурении под промежуточную (эксплуатационную) колонну используется полимерглинистый раствор плотностью 1300 ± 20 кг/м^3, утяжеляемый баритом. Данный утяжелитель имеет размеры около 75 мкм и не может использоваться для создания непроницаемого экрана в газонапорной сеноманской залежи. Рекомендуемый в качестве газоблокирующей добавки Микан-40, представляющий собой смесь жирных кислот – отработанных растительных масел, нанесенных на тонкоизмельченный природный сорбент мусковит при следующем соотношении компонентов, мас.%: мусковит 40–95 % (чешуйчатый наполнитель), отработанные растительные масла 5–60 % также не является оптимальным для кольматации сеноманской залежи, представляющей собой порово-трещинный коллектор.

Для модификации (улучшения) свойств применяемого бурового раствора нами предлагается замена барита на оптимально подобранную смесь МР 3-5 и дополнительный ввод сульфированного асфальта.

2. При бурении под эксплуатационный хвостовик используется полимерглинистый раствор плотностью 1150 ± 20 кг/м^3 (1240 кг/м^3 с глубины 1400 м), утяжеляемый МР 3, 4. Рекомендуемый в качестве газоблокирующей добавки Микан-40, представляющей собой смесь жирных кислот – отработанных растительных масел, нанесенных на тонкоизмельченный природный сорбент мусковит при следующем соотношении компонентов, мас. %: мусковит 40–95 % (чешуйчатый наполнитель), отработанные растительные масла 5–60 %. также не является оптимальным для кольматации сеноманской залежи, представляющей собой порово-трещинный коллектор.

Наполнители КФ также на основе слюды. Приведенные кольматанты КФ и Микан 40 обладают минимальной способностью к встраиванию в приствольную матрицу горной породы.

Учитывая тот факт, что залежь представлена рыхлыми породами, коллектор терригенно-поровый, целесообразно в качестве блокирующих добавок использовать карбонатный кольматант совместно с жидкой газоблокирующей добавкой (например, жидкое стекло), усиленной реагентом-ингибитором глинистых сланцев (например сульфированный асфальт).

Исходя из выше изложенного были поставлены следующие задачи и выбран следующий алгоритм действий:

1. Отобрать керн с аналогичными породам сеноманской залежи Бованенковского НГКМ пористостью, проницаемостью, глинистостью.
2. Подготовить образцы керна для исследования загрязнения и восстановления проницаемости образцов керна на установках УИК-600, HTHP фильтр-пресс.
3. Приготовить буровой раствор по существующей рецептуре компании СБМ для бурения под промежуточную (эксплуатационную) колонну.
4. Провести испытание по восстановлению проницаемости на образце керна.
5. Приготовить буровой раствор по существующей рецептуре компании СБМ для бурения под эксплуатационный хвостовик.
6. Определить параметры исходной промывочной жидкости.
7. Провести испытание по восстановлению проницаемости на образце керна.
8. Приготовить буровой раствор по существующей рецептуре компании СБМ для бурения под промежуточную (эксплуатационную) колонну, заменив барит оптимальной комбинацией МР 3, 4, 5 и добавив к составу раствора сульфированный асфальт.
9. Определить параметры модифицированного бурового раствора.
10. Провести испытание по восстановлению проницаемости на образце керна.
11. Приготовить буровой раствор по существующей рецептуре компании СБМ для бурения под эксплуатационный хвостовик.
12. Определить параметры исходного раствора для бурения под хвостовик.
13. Приготовить буровой раствор по существующей рецептуре компании СБМ для бурения под эксплуатационный хвостовик, подобрав оптимальную комбинацию МР 3, 4, 5 и добавив к составу раствора сульфированный асфальт.
14. Замерить параметры модифицированного бурового раствора.
15. Провести испытание по восстановлению проницаемости на образце керна.
16. Приготовить раствор по п. 7.
17. Разбавить раствор по п. 11 наполовину водой.
18. Добавить расчетное количество жидкого стекла.

19. Выполнить корректирующую обработку понизителями водоотдачи, утяжелителем для достижения параметров раствора, планируемого к использованию для бурения интервала под промежуточную (эксплуатационную) колонну.
20. Замерить параметры полученной блокирующей пачки.
21. Провести испытание по восстановлению проницаемости на образце керна.
22. Приготовить раствор по п. 9.
23. Разбавить раствор по п.16 наполовину водой.
24. Добавить расчетное количество жидкого стекла.
25. Замерить параметры.
26. Выполнить корректирующую обработку понизителями водоотдачи, утяжелителем для достижения параметров раствора, планируемого к использованию для бурения интервала под эксплуатационный хвостовик.
27. Провести испытание по восстановлению проницаемости на образце керна.

В связи с отсутствием керна из сеноманской залежи Бованенковского НГКМ для исследований использовались образцы керна из сеноманской залежи Харасавэйского НГКМ, Каменномысское море, Семаковского НГКМ.

Ниже в таблице 1 представлены результаты определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для указанных образцов керна.

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна

Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %
Семаковское НГКМ		
26–28	250–600	10–20
Харасавэйское НГКМ		
22–41	100–3000	1–18
Каменномысское–море		
33	1500	Не более 7
Бованенковское месторождение (для сравнения)		
24,6–33,3	200–500	20–25

Основные особенности технологии кольматации с помощью кислоторастворимого кольматанта МР 2, 4, сульфированного асфальта (типа Soltex) и натриевого жидкого стекла обусловлена свойствами применяемых для этого реагентов.

В частности, реагент Soltex – водорастворимый битуминозный материал для кольматации трещин в глинистых породах, подавляет гидратацию глинистых сланцев, улучшает стабильность стенок скважины. Идеология применения заключается в снижении разрушения приствольного массива горной породы и препятствие образования каверн.

Жидкое стекло – водный раствор силиката натрия.

Механизм действия жидкого стекла обусловлен следующими его особенностями:

– переходить из растворимого в нерастворимое состояние при изменении (снижении) щелочности;
– образовывать нерастворимые стеклоподобные соединения при дегидратации;
– образовывать нерастворимые соединения с многовалентными катионами;
– адсорбироваться на поверхности глинистых частиц с образованием гелеподобных металсиликатных гелей;
– образовывать, в определенных условиях, малорастворимые неорганические полимеры.

Карбонат кальция представляет собой растворимый в кислотах утяжеляющий и закупоривающий агент для буровых растворов, жидкостей для закачивания и проведения ремонтных работ. Продукт может также поставляться со специально разработанным распределением по размерам частиц, наилучшим образом соответствующим поровым характеристикам продуктивного пласта. Его распределение по размерам частиц таково, что он эффективно закупоривает устья пор в большинстве продуктивных пластов, тем самым сводя к минимуму инфильтрацию жидкости.

Данное вещество получается из мрамора, представляющего собой метаморфическую и высококристаллическую форму углекислого кальция. Оно не разрушается при высоких скоростях сдвига, встречающихся в условиях применения.

Разрушение других, более слабых материалов, получаемых из других источников, приводит к увеличенной инфильтрации твердой фазы в продуктивный пласт.

Подбор оптимального фракционного состава твердой фазы раствора (представляющего собой набор карбонатного кислоторастворимого кольматанта МР 2, 4) позволяет еще более ускорить процесс образования полупроницаемой мембраны совместно с сульфированным асфальтом и жидким стеклом.

Для проведения лабораторных исследований был отобран керн с аналогичными породам сеноманской залежи Бованенковского НГКМ пористостью, проницаемостью, глинистостью.

Затем готовились образцы керна для исследования загрязнения и восстановления проницаемости образцов керна на установке УИК-600. HTHP фильтр-пресс не использовался в связи с высокой хрупкостью образцов и невозможностью подготовки образцов керна 66 х 6,6 мм.

Были соблюдены термобарические условия в бурящейся скважине (динамическая температура оценивалась по методике, перепад давления при загрязнении керна буровым раствором соответствовал разнице между пластовым и гидростатическим давлениями, дополнительно к этому значению добавлялось значение потерь давления в кольцевом пространстве бурящейся скважины (т.е. учитывалось влияние эквивалентной циркуляционной плотности).

Затем образец керна выдерживался в течение суток при перепаде давления, соответствующем состоянию статики (скважина без инструмента), для оценки стойкости образцов керна в среде исходного и модифицированных модельных буровых растворов, а также для прослеживания динамики снижения проницаемости во времени.

Были приготовлены и исследованы буровые растворы по существующей рецептуре компании СБМ для бурения под промежуточную (эксплуатационную) колонну и эксплуатационный хвостовик, а также модельные с различным соотношением мраморной крошки МР1-5 (впоследствии от МР 5 отказались в связи с высокой седиментационной неустойчивостью), сульфированный асфальт (опытный образец компании СБМ и Soltex).

Основные выводы:

– несмотря на достаточно высокие значения снижения проницаемости при использовании барита его концентрацию в растворе достаточно сложно определять и поддерживать из-за отсутствия приемлемых экспресс-методов детектирования в растворе. Имеется большая доля вероятности, что поддержание плотности происходит за счет выбуренной породы, что приводит к недостаточной кольматации стенок скважины в силу неизвестного фракционного распределения последней. Кроме того, образцы керна в среде бурового раствора с баритом в лабораторных условиях достаточно часто разрушались по всей вероятности из-за недостаточной степени ингибирования раствора;

– карбонат кальция в растворе легко определяется с помощью кальциметра;

– буровые растворы, кислоторастворимая фаза которых представлена мраморной крошкой МР 3, 4 в соотношении 50:50, существенно хуже снижают проницаемость керна, чем буровые растворы, в которых находилась мраморная крошка марок МР 2 и МР 4 с сульфированным асфальтом;

– наилучшие результаты по снижению проницаемости (до 87–91 %) были получены с жидким стеклом в концентрации 30 кг/м^3.

– при использовании сульфированного асфальта достигнута экономия по расходу полианионной целлюлозы.

Таким образом, предлагаемая технология модификации имеющихся буровых растворов с высокой долей вероятности повысит качество подготовки ствола к цементированию и позволит предупредить возникновение МКД.