

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА БЕРЕГОВОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



ANALYSIS OF CARRYING OUT GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES ON THE BEREGOVOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Жарикова Наилия Халимовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Кусова Лизавета Геннадиевна

студентка,
Санкт-Петербургский горный университет
kusovalisa@gmail.com

Лаптинова Ирина Дмитриевна

преподаватель специальных дисциплин,
ЧПОУ «Краснодарский колледж управления,
техники и технологии»
lapinovaid@kkutt.ru

Аннотация. Разработка Берегового газоконденсатнефтяного месторождения сопровождается обводнением призабойной зоны конденсационными и пластовыми водами. Одним из осложнений на данном этапе разработки залежи является обводнение скважин за счёт заколонной циркуляции и притока подошвенных вод, которые из-за недостаточных скоростей восходящего потока газа не выносятся на поверхность. Причиной обводнения скважин является многообразие возникновения каналов в затрубном пространстве, обусловленное большим числом технических и технологических факторов, влияющих на качество и свойства сформированного цементного кольца. Применение технологии ликвидации водопритокков как метода повышения эффективности разработки получило распространение на Береговом месторождении. Технология показала высокую эффективность с высокой степенью выработки запасов и позволила увеличить конечную углеводородоотдачу пластов. Применение технологии существенно повысило продуктивность скважин вследствие создания благоприятных условий для выноса конденсата на поверхность.

Ключевые слова: обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт; анализ опыта проведения ГТМ на эксплуатационном фонде скважин; проведения перфорационных работ на скважинах; кислотные обработки пласта; основные причины обводнения скважин; оценка мероприятий по ограничению водопритокков в скважинах; анализ ГТМ при вскрытии и освоении скважин.

Zharikova Nailia Khalimovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the department
of development and operation
of oil and gas fields,
Saint Petersburg mining university
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Kusova Lizaveta Genadievna

Student,
Saint Petersburg mining university
kusovalisa@gmail.com

Laptnova Irina Dmitrievna

Teacher of special disciplines,
Private professional educational institution
Krasnodar college of management,
engineering and technology
lapinovaid@kkutt.ru

Annotation. The development of the Beregovoye gas condensate and oil field is accompanied by flooding of the bottomhole zone with condensation and formation waters. One of the complications at this stage of reservoir development is well watering due to behind-the-casing circulation and bottom water inflow, which are not brought to the surface due to insufficient upward gas flow rates. The reason for watering wells is the variety of channels in the annulus, due to a large number of technical and technological factors affecting the quality and properties of the formed cement ring. The use of water influx elimination technology as a method of increasing the development efficiency has become widespread at the Beregovoye field. The technology showed high efficiency with a high degree of reserves depletion and allowed to increase the final hydrocarbon recovery of the reservoirs. The application of the technology has significantly increased the productivity of wells due to the creation of favorable conditions for the removal of condensate to the surface.

Keywords: substantiation of technologies and working agents for reservoir stimulation; analysis of the experience of conducting geological and technical operations on the operating well stock; carrying out perforation works on wells; formation acid treatments; main causes of watering of wells; assessment of measures to limit water inflows in wells; analysis of geological and technical measures during the opening and development of wells.

Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт

При вскрытии и освоении продуктивных пластов на Береговом месторождении использовались различные технологии расколматывания и увеличения продуктивности скважин. Анализ этого опыта поможет выбрать и обосновать необходимые методы воздействия на пласт для увеличения степени его вскрытия, интенсификации разработки и ограничения водопритокка.

Результаты проведения ГТМ на скважинах приведены на рисунке 1.

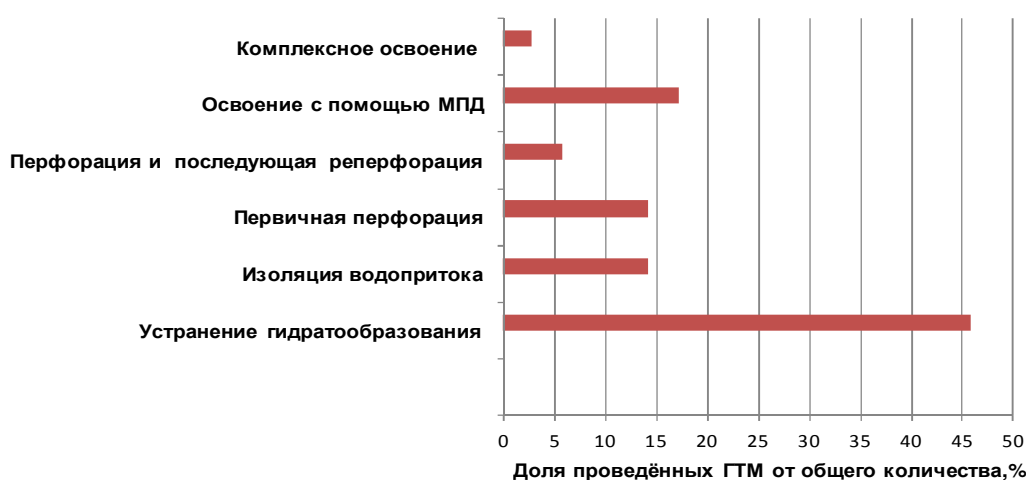


Рисунок 1 – Структура ГТМ, проведённых на скважинах Берегового месторождения

Как можно видеть, наибольшее количество ГТМ было направлено на устранение загидрачивания – 45,7 %, в том числе 37,1 % на разрушение гидратов в стволе скважин (скважины № № 11, 21, 32, 33 и 40), 8,6 % на разрушение гидратов в сепараторах и отводах от устья скважин (скважины № № 24 и 46). При дебите газа более 79 тыс. м³/сут. (что соответствует устьевой температуре более 8 ° С) (например, по скважинам пласта ПК₁) гидратов в скважине не наблюдается, т.е. при достаточно большом выносе тепла из пласта загидрачивание пласта не происходит.

Водоприток в скважины за счёт заколонной циркуляции подошвенных вод был устранён или ограничен продавкой цемента в нижние перфорационные отверстия и места негерметичности обсадных колонн (скважина № 31, пласт ПК₂₀; скважина № 32, пласт АТ₆²; скважина № 34, пласт ПК₂₁¹; скважина № 46, пласт ПК₂₀). Эти мероприятия составили от общего количества ГТМ 14,3 %. Продавка цементного раствора в заколонное пространство через интервал перфорации может вести к кольматажу как интервала перфорации, так и призабойной зоны. Для освоения таких скважин зачастую требуется повторная перфорация, (например скважина № 32, пласт ПК₂₀; скважина № 31, пласт ПК₂₀). Повторные перфорации нежелательны, так как дополнительные ударные воздействия неблагоприятно сказываются на герметичности цементного камня в заколонном пространстве.

В 14,3 % случаев ГТМ после проведения первичной перфорации скважины не дали притока. Метод переменных давлений, используя в качестве рабочей среды пластовый газ (скважина № 34, пласт БТ₄²), раствор хлористого кальция (скважина № 43, пласт ПК₁₉²; скважина № 32, пласт АТ₆²), разбавленную соляную кислоту (скважина № 34, пласт ЮГ₂), техническую воду (скважина № 29, пласт ПК₂₀), раствор сульфанола (скважина № 24, пласт ПК₁₉²), был успешно применён для освоения этих скважин с успешностью 67 %.

В 5,7 % случаев ГТМ после проведения перфорации и реперфорации притока не было получено. Скважину № 43, пласт ПК₁₉² удалось освоить проведением 20 циклов МПД на хлористом кальции. Скважину № 34, пласт ЮГ₂ удалось освоить только комплексным применением технологий: обработкой соляной кислотой, промывкой метанолом, проведением МПД на метаноле. По всей видимости, такие сложности при вскрытии пластов обусловлены глубоким кольматажем низкопроницаемых пластов глинистым буровым раствором с добавками полимеров – полиакриламида и карбоксиметилцеллюлозой. Высокомолекулярные полимеры образовывали ассоциаты с глинами, перекрывая поры коллектора. Таким образом:

– наиболее часто встречаемой проблемой является загидрачивание стволов скважин, которое устраняется закачкой концентрированных растворов хлористого кальция; при достаточно большом дебите газа скважины работали в безгидратном режиме;

– устранение притока воды в скважины (за счёт поступления через заколонное пространство) путём нагнетания цемента в интервал перфорации нежелательно, так как в ряде случаев требует раскольматажа призабойной зоны проведением повторных перфораций;

– проведение повторных перфораций и технологий освоения скважин с многочисленным ударным воздействием на конструкцию скважины может привести к нарушению герметичности цементного кольца.

Анализ опыта проведения ГТМ на эксплуатационном фонде скважин

При вводе в эксплуатацию скважин использовались в 44,4 % случаев перфораторы ПКТ-89С4М с зарядами ЗПКО89СМА и ПРК-54С в 22,2 % случаев. На рисунке 2 приведена диаграмма, характеризующая структуру применения перфорационных систем. Как можно видеть из рисунка 2, с увеличением глубины проникновения перфорационных отверстий в пласт свободный дебит газа увеличивается, что указывает на кольматаж призабойной зоны буровым раствором.

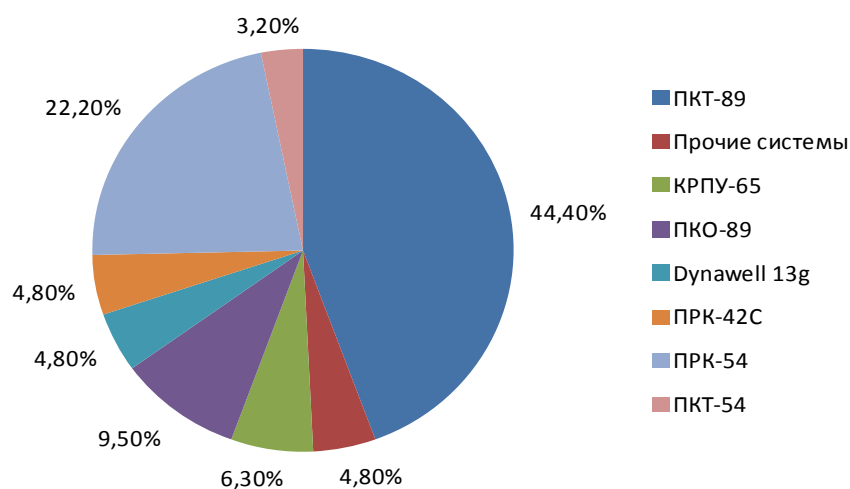


Рисунок 2 – Структура применения перфорационных систем для первичного вскрытия пласта Берегового месторождения

В течение первых трёх месяцев эксплуатации дебит скважин, введённых в эксплуатацию, возрастает, что также указывает на процесс раскольматажа скважин с выносом фильтрата бурового раствора. Как показывает опыт проведения перфорационных работ на Береговом месторождении, в процессе бурения происходил кольматаж призабойной зоны пласта фильтратом бурового раствора.

Рекомендуемые технологии. Перфорация

Для проведения перфорационных работ на скважинах Берегового месторождения рекомендуется применение перфорационных систем с минимально возможным ударным воздействием на конструкцию скважины. Это позволит избежать разрушения цементного камня с поступлением пластовых вод через заколонное пространство. Хорошо себя зарекомендовали на промыслах малогабаритные перфораторы ПМИ-48. Перфоратор эффективен в скважинах, заполненных растворами с концентрацией соляной кислоты до 25 % и плавиковой кислоты до 8 % при давлении жидкости или газа до 65 МПа и температуре до 150 °С.

Перфоратор доставляется в скважину на геофизическом кабеле, на гибкой трубе или на насосно-компрессорных трубах (НКТ). Перфоратор ПМИ используется однократно, с извлекаемыми из скважины после отстрела отработанными секциями. Уникальный шарнирный способ соединения модулей позволяет собирать гирлянду перфораторов длиной до 680 метров. Перфоратор модульный работает от взрывных патронов герметичных ПГН-165 ДИШВ.773955.506ТУ при спуске на геофизическом кабеле и на гибкой трубе (в горизонтальные и наклонно-направленные скважины) или от головок с ударным механизмом ГС89, ВГМ73, ИГ1 при спуске на НКТ. После взрыва гирлянда сек-

ций извлекается из скважины. Извлекаемая гирлянда секций перфоратора практически исключает засоряемость скважины и позволяет отслеживать срабатывание каждого заряда. Глубина пробиваемого канала до 140 мм при диаметре 7 мм, средняя плотность отверстий 12 на один метр, фазировка зарядов 60 градусов. За счёт высокой скорости сгорания заряда и перфорации в кислой среде исключается образование керамической плёнки на стенках перфорационных каналов. При глубокой кольматации призабойной зоны фильтратом бурового раствора до 1200 мм рекомендуется вскрытие пласта применением гидropескоструйной перфорации.

Зависимость свободного дебита газоконденсатной смеси с одного метра перфорированной толщины от глубины вскрытия Берегового месторождения по применявшимся перфорационным системам показана на рисунке 3.

Чтобы избежать кольматажа призабойной зоны, необходимо производить бурение на депрессии. При прохождении продуктивных пластов проницаемостью более 200 мД следует использовать известково-битумные растворы. При проходке продуктивных интервалов проницаемостью менее 200 мД следует использовать растворы на углеводородной основе.

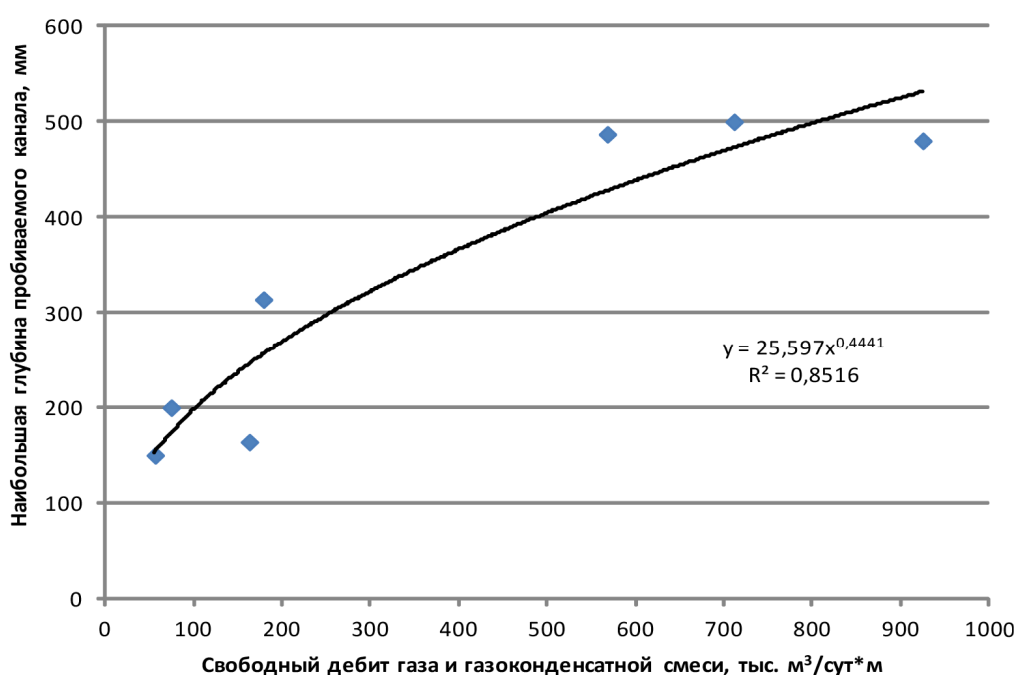


Рисунок 3 – Зависимость свободного дебита газоконденсатной смеси с одного метра перфорированной толщины от глубины вскрытия Берегового месторождения по применявшимся перфорационным системам

Кислотные обработки пласта

Основными минералами, реагирующими в пласте с соляной кислотой, служат карбонаты, поэтому её следует использовать на карбонатных коллекторах или при разовых обработках на коллекторах, содержащих не менее 6 % карбонатных минералов. Среднее значение карбонатности по скважинам Берегового месторождения составляет 1,5 %.

Плавиковая кислота интенсивно реагирует с кварцем, кремнезёмом и разрушает силикатный каркас глин, поэтому её следует использовать для обработки терригенных коллекторов.

Для удобства транспортирования и хранения, а также безопасности работы на базах цехов химизации плавиковую кислоту можно получить из БФФА ($\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF} + \text{NH}_4\text{F}$) непосредственно в процессе приготовления рабочего раствора глинокислоты.

Кислотные ванны представляют собой наиболее простой вид кислотных обработок, предназначенных для очистки стенок и забоя скважины от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии. Технологический процесс осуществляется следующим образом. Колонну НКТ спускают до забоя и поддерживают циркуляцию воды до устойчивого перелива её из затрубного пространства. При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчётное количество раствора соляной или грязевой кис-

лоты с добавками гидрофобизатора или других ПАВ, а затем без остановки продавочную жидкость. После закачивания продавочной жидкости в объёме, равном объёму НКТ, закрывают задвижки в НКТ и выкиде затрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 0,5–6 часов. По истечении времени реагирования производят промывку скважины через затрубное пространство (обратная промывка) водой или через НКТ (прямая промывка) нефтью с целью удаления с забоя продуктов реакции.

Простые кислотные обработки применяются наиболее часто в практике для интенсификации притока нефти. Технологически он осуществляется так же, как и кислотная ванна, с той лишь разницей, что кислота закачивается в пласт под давлением. Основная цель такой обработки – повышение проницаемости призабойной зоны за счёт растворения привнесённых в пласт взвесей и увеличения проходного сечения поровых каналов при частичном растворении пород. Технология простой кислотной обработки заключается в следующем. При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают раствор кислоты в объёме НКТ и затрубного пространства от нижнего конца НКТ до верхней границы обрабатываемого пласта или интервала перфорации. Закрывают затрубное пространство, продолжают закачивать оставшуюся часть раствора кислоты, а затем продавочную жидкость. После продавливания всего раствора в пласт закрывают устье и скважину оставляют на реагирование.

Изоляционные работы

Для изоляции водопритока в скважины в качестве тампонажного материала используются цементные растворы, которые готовятся на основе портландцементов без добавок и с добавками, регулирующими сроки схватывания. Минеральные тампонажные материалы не позволяют в необходимом диапазоне управлять показателями свойств тампонажных растворов, качественно и на длительные сроки разобщать пласты и изолировать водонасыщенные прослои в скважинах на месторождении.

Время между началом и концом загустевания минеральных тампонажных растворов весьма велико, к тому же в этот момент происходит снижение давления тампонажного раствора за счёт «зависания» его на стенках скважины, что влечёт за собой такие осложнения, как межпластовые перетоки, заколонные газопроявления и др.

Высокая вязкость и пластическая прочность минеральных тампонажных растворов приводит к тому, что они с трудом проникают в отверстия, щели, трещины и поры размером менее 900 мк. Из-за этого резко снижена эффективность их применения при изоляции поглощений и проявлений в тонкопористых и мелкотрещиноватых породах, тампонировании эксцентрично расположенных колонн, восстановлении герметичности колонн и цементного камня за колонной.

Хотя камень из минерального тампонажного раствора характеризуется достаточно высокой механической прочностью, хрупкость его настолько высока, что он быстро разрушается при воздействии на него ударных нагрузок (удары инструмента при спускоподъёмных операциях, гидравлические удары при обработке призабойной зоны скважины, проведении перфорационных работ).

Ввиду сложности и трудоёмкости получения с помощью растворов на основе тампонажного цемента селективной изоляции водопритока, рекомендуется использовать изоляционные материалы группы АКОР.

Материалы АКОР БН это одноупаковочные, кремнийорганические изоляционные материалы, предназначенные для проведения водоизоляционных работ в газовых и газоконденсатных скважинах в сложных климатических условиях (температура до – 50 °С). Материалы АКОР БН селективно воздействуют на обводнённые зоны пласта:

- обладают высокой подвижностью, за счёт чего проникают в зоны, предназначенные для водоизоляции проницаемостью до 3 мД;
- надёжно тампонируют обводнённые интервалы пласта за счёт отверждения по всему объёму независимо от минерализации воды;
- обеспечивают длительный водоизолирующий эффект;
- обеспечивают получение дополнительной (восстановленной) добычи продукции;
- высокотехнологичны (из одной тонны материала АКОР БН можно приготовить до 25 тонн тампонажного состава);
- не образуют осадок при совмещении с водой.

Для изоляции водопритока через интервал перфорации производится закачка АКОР БН прямо в пласт через перфорационные отверстия. Для ликвидации заколонных перетоков нагнетается через спецотверстие в интервал обсадной колонны, по которому происходит заколонная циркуляция.

Гидроразрыв пласта

Как показало проведение промысловых работ ГРП, эта технология пригодна на месторождении для интенсификации и повышения углеводородоотдачи пластов. При проницаемостях от 2 до 6 мД дебит горизонтальных скважин, вскрывающих низкопроницаемые пласты, после бурения до проведения ГРП составлял 4–20 тонн/сут. нефти, после ГРП от 8 до 200 тонн/сут. Технология позволяет вскрыть глубоко закольматированные призабойные зоны скважин и интенсифицировать выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины. Технология «неуправляемого ГРП» горизонтальных скважин применялась практически всеми крупными нефтяными компаниями, работающими в Западной Сибири, для увеличения продуктивности скважин.

Причинами несоответствия дебитов горизонтальных скважин проектным значениям служат:

- высокая геологическая неоднородность и анизотропия пласта;
- искривление ствола в виде волны, что приводит к образованию в нижних сегментах песчаных пробок, в верхних сегментах – газа, что создаёт сопротивление движению пластового флюида в горизонтальной части;
- кольматация фильтратом бурового раствора.

Неудовлетворительная успешность проведения неуправляемого ГРП обусловлена образованием и развитием трещин в соответствии с расположением плоскостей минимальной прочности в горной породе. К настоящему моменту времени в нарастающих объёмах используется технология селективного создания трещин при «струйном» ГРП. Технология заключается в гидropескоструйной резке колонны с инициализацией образования трещин. При увеличении давления трещины развиваются до необходимых размеров. Соответствующим размещением перфорационных отверстий обеспечивается необходимое позиционирование интервалов развития трещин и управление их ориентацией.

Горизонтальные скважины

Рекомендации к использованию на Береговом месторождении технологии бурения горизонтального ствола (ГС) связаны с тем, что данная технология воздействия на пласт может рассматриваться с точки зрения интенсификации добычи нефти за счёт увеличения области дренирования и подключения к разработке запасов нефти, находящихся в зонах и участках пласта, которые при использовании вертикальных скважин (ВС) остаются невыработанными.

Одним из основных критериев обоснования бурения ГС – низкое значение общей толщины продуктивных пластов. Оно не должно быть ниже технических возможностей бурения с использованием современного оборудования, т.е. не менее 1,5 м, при этом величина извлекаемых запасов на скважину должна быть не ниже рентабельных.

Выбор направления бурения горизонтальных стволов производится с учётом геолого-промысловых характеристик и размещения соседних скважин, в частности: размещение горизонтального ствола в приконтурных зонах параллельно контуру нефтеносности или границе раздела «нефть – вытесняющий агент» преимущественно параллельно большой оси структуры. При анизотропии поля проницаемости горизонтальный участок ствола располагается ортогонально плоскости максимальной проводимости пласта, т.е. по направлению меньшей проницаемости. ГС следует располагать по самым длинным путям движения потоков жидкости с учётом развития системы заводнения в процессе разработки. Длину горизонтального ствола следует устанавливать в пластах прямо пропорционально извлекаемым запасам. Длинные ГС (более 150 м) следует закладывать в условиях сильной расчленённости (более 2,1) и плохой выдержанности нефтенасыщенных прослоев.

Другое технологическое требование – допустимый коридор при бурении горизонтального ствола с применением роторных управляемых систем PowerDrive с использованием приборов каротажа в процессе бурения arcVISION и adnVISION составляет 2 м для бесконтактных зон и 4 м для зон с ВНК, ВГК. При комбинации системы PeriScore в КНБК с роторной управляемой системой PowerDrive допустимый коридор составляет 1,5 м для бесконтактных зон и 3 м для зон с ВНК, ВГК. Эффективная нефтенасыщенная толщина вскрываемого ГС пласта должна быть не менее этих величин.

Необходимо выполнять экономический критерий – ГС планировать к бурению только тогда, когда это приносит существенный экономический эффект. Если на данном объекте традиционные конструкции скважин дают хорошие результаты, то нет необходимости в бурении ГС. Если же применение ГС увеличивает дебиты и суммарный отбор в два и более раз – тогда бурение ГС, как правило, рентабельно. Необходимым условием успешного применения ГС является организация эффективности системы заводнения для конкретных геологических условий с учётом размещения горизонтальных стволов в пространстве.

Для проводки горизонтальных стволов в сложных условиях (пластах эффективной нефтенасыщенной толщиной менее 10 м, наличием подошвенной воды и наличием водонасыщенных прослоев) необходимо оснащать буровой инструмент динамической системой геонавигации третьего уровня (по классификации SPE). Инструмент должен быть оснащён датчиком распространения сопротивления (MPR), работающий на различных частотах: от 20 КГц до 2 МГц. Чем ниже частота, тем больше зона контроля. Однако чем шире зона исследования, тем ниже вертикальное разрешение. И, естественно, для превентивной геонавигации необходимо сочетание частот, которое позволило бы добиться хорошего вертикального разрешения при глубоком исследовании. Горизонтальными скважинами планируется вскрыть все продуктивные интервалы.

Технологии, предотвращающие гидратообразование

Как показали результаты исследования скважин, серьёзной проблемой при эксплуатации месторождения может являться борьба с загидрачиванием скважин, в связи с обводнением продукции некоторых скважин. В процессе эксплуатации скважин могут возникнуть условия, при которых идёт образование кристаллогидратов. Гидраты уменьшают эффективность сечений НКТ и шлейфов, а также в ряде случаев может произойти их полная закупорка и прекращение подачи углеводорода. Непременным условием образования кристаллогидратов является наличие в потоке жидкой фазы. Вода в жидкой фазе может быть в потоке только в том случае, если газ полностью насыщен водяными парами, т.е. если относительная влажность газа равна единице. Условия образования гидратов природных газов с различной относительной плотностью можно определить по графику равновесного состояния гидратов (рис. 4).

Слева от кривых – область существования гидратов, а справа – область их отсутствия. Чем выше относительная плотность газа по воздуху, тем меньше давление, при котором образуются гидраты.

Для обнаружения зоны возможного гидратообразования необходимо знать влажосодержание и плотность газа, а также его температуру и давление.

На рисунке 4 каждая кривая представляет собой геометрическое место точек росы газа в зависимости от содержания в газе воды при постоянном абсолютном давлении. В зоне, расположенной выше каждой кривой, свободная вода имеется, в зоне ниже кривой – отсутствует. Если в НКТ поступает газ, содержание воды в котором таково, что по условиям транспорта (изменение давления и температуры) температура газа не снижается ниже точки росы, то в НКТ не выпадает капельная влага и, следовательно, отсутствуют условия образования гидратов. Если точка росы газа выше температуры, до которой может охладиться газ в трубе (практически газ может охладиться до температуры вечной мерзлоты), то будет происходить конденсация воды, если имеются условия гидратообразования. Наличие в потоке газа воды в жидкой фазе является необходимым, но ещё не достаточным условием образования гидратов. В этом случае гидраты могут образоваться только при определённых давлениях и температурах в зависимости от состава газа.

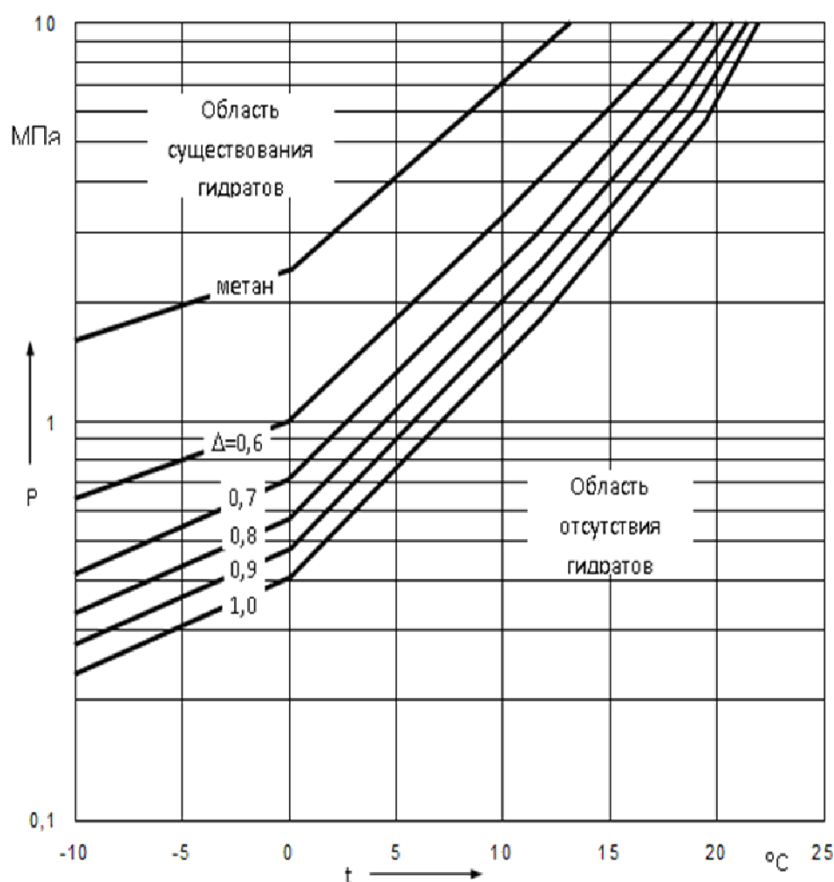


Рисунок 4 – Условия образования гидратов для газов различной относительной плотности

Путём увеличения диаметра устьевого или забойного штуцера можно изменить расход газа и температура в трубе становится выше точки росы газа, и тем самым становится возможным обеспечение безгидратного режима.

Если невозможно обеспечить безгидратный режим эксплуатации, особенно при исследовании скважин, изменении режима работы скважин, рекомендуется производить закачку в скважину наиболее эффективного ингибитора гидратообразования – метанола. Подача ингибиторов гидратообразования на кустовые площадки и к скважинам осуществляется по стационарным коммуникациям.

Проведение указанных мероприятий необходимо и для скважин вводимых после бурения. При этом на период пусковых работ подача ингибитора гидратообразования может обеспечиваться передвижной насосной установкой. Для разрушения формирующейся гидратной пробки в НКТ расход метанола составляет не менее 20 литров на погонный метр. Для разрушения сформированной гидратной пробки в НКТ расход метанола составляет не менее 100 литров на погонный метр. При постоянном образовании гидрата и невозможности подобрать безгидратный режим работы создать постоянный проход в НКТ и затрубном пространстве можно с помощью самонесущего электрического нагревательного кабеля, опускаемого в НКТ через лубрикатор. Плоские трёхжильные кабели монтируются на внешней поверхности НКТ. Трёхжильный кабель подключается к регулируемому трёхфазному источнику питания.

В результате проведённого анализа рекомендуется:

- чтобы избежать осложнений при освоении скважин и получения наибольшей продуктивности вскрывать пласты при бурении следует на депрессии и на неводных растворах;

- для сохранения герметичности цементного кольца перфорацию необходимо проводить с применением не разрушающегося перфоратора с малым количеством взрывчатого вещества в среде кислоты;

- чтобы изолировать водоприток в скважины рекомендуется использовать материалы группы АКОР как селективные и удобные в применении;

– для увеличения продуктивности скважин пластов Ю₂ и Ю₄ следует использовать технологию гидравлического разрыва TSO (регулирования полудлины трещин) при общей толщине разрываемого пласта не менее 6 м; если ГПП предстоит сделать при меньшей толщине до 4 м и при наличии опасности проникновения трещины в водонасыщенные прослои, следует использовать технологию J-FRAG;

– для увеличения продуктивности низкопроницаемых (менее 400 мД) и сильно расчленённых пластов (с расчленённостью более 2) рекомендуется использовать горизонтальное бурение; при общей толщине отложений не менее 1,5 м в бесконтактной зоне и при толщине отложений не менее 3 м – для зон с ВНК, ВГК следует проводить бурение роторными управляемыми системами в сопровождении геонавигации третьего уровня;

– гидравлический разрыв пластов для обеспечения селективности процесса необходимо производить по «струйной» технологии.

Применение воды для поддержания пластового давления осложнено высоким содержанием в коллекторе водочувствительных глинистых минералов и низкой проницаемостью. Поэтому при применении воды в качестве рабочего агента крайне важно закачивать воду состава, аналогичного пластовому. Закачка воды с меньшей ионной силой приведёт к разбуханию глин с сужением пор. С большей ионной силой – к пептизации глин с последующим их отрывом от матрицы коллектора и выносу в пористую среду со снижением её проницаемости (т.е. к снижению приёмистости нагнетательных скважин). Кроме того, в связи с низкой проницаемостью пластов, необходимо обеспечить очистку нагнетаемых вод от механических примесей.

Анализ индикаторных диаграмм показал, что как в начальный период, так и после проведения ГТМ (поздний период), почти все диаграммы искривляются в сторону оси. Отмечено, что отсутствуют гистерезисные явления при обратном ходе исследований. Однако со временем по некоторым скважинам индикаторные линии при определённых репрессиях на пласт резко искривляются, коэффициенты приёмистости увеличиваются в несколько раз. Возможно, одной из причин этому является раскрытие естественных и образование новых трещин в призабойной зоне пласта. В условиях эксплуатации Берегового месторождения на эффективность разработки влияет обводнение призабойной зоны конденсационными и пластовыми водами, интенсивным выносом механических примесей в ствол скважины, образованием гидратно-песчаных пробок на забое и в стволе насосно-компрессорных труб. Наличие жидкости в добываемом газе подвергает коррозионному износу внутрискважинное и наземное оборудование и является доминирующим фактором выхода эксплуатационных скважин из действующего фонда.

Одной причин обводнения скважин за счёт притока подошвенных вод и накопление жидкости, которая из-за недостаточных скоростей восходящего потока газа не выносится на поверхность.

Другой причиной обводнения скважин является многообразие образования каналов в затрубном пространстве обусловлено большим числом технических и технологических факторов, влияющих на качество и свойства сформированного цементного кольца.

Добыча газа и конденсата по состоянию на 01.01.2022 г. из валанжинских пластов осуществляется 15 скважинами (скважинами № № 156, 526, 267, 503, 502 и 530 – на пласт БТ₁₀ и скважинами № № 260, 504 и 531 – на пласт БТ₁₁, а также скважинами № № 261, 262, 282, 268, 271, 281 и 501 – совместно БТ₁₀ и БТ₁₁). Ниже представлены карты изобар, ГВК и накопленных отборов по залежи пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ Берегового месторождения.

Скорость движения газоконденсатной смеси варьируется в диапазоне значений от 1,8 м/с (скважина № 531) до 5,8 м/с (скважина № 261). Фактические технологические режимы работы добывающих скважин Берегового месторождения (пласты БТ₁₀ и БТ₁₁) характеризуются высокой устьевой температурой, что позволяет осуществлять добычу УВ в безгидратном режиме.

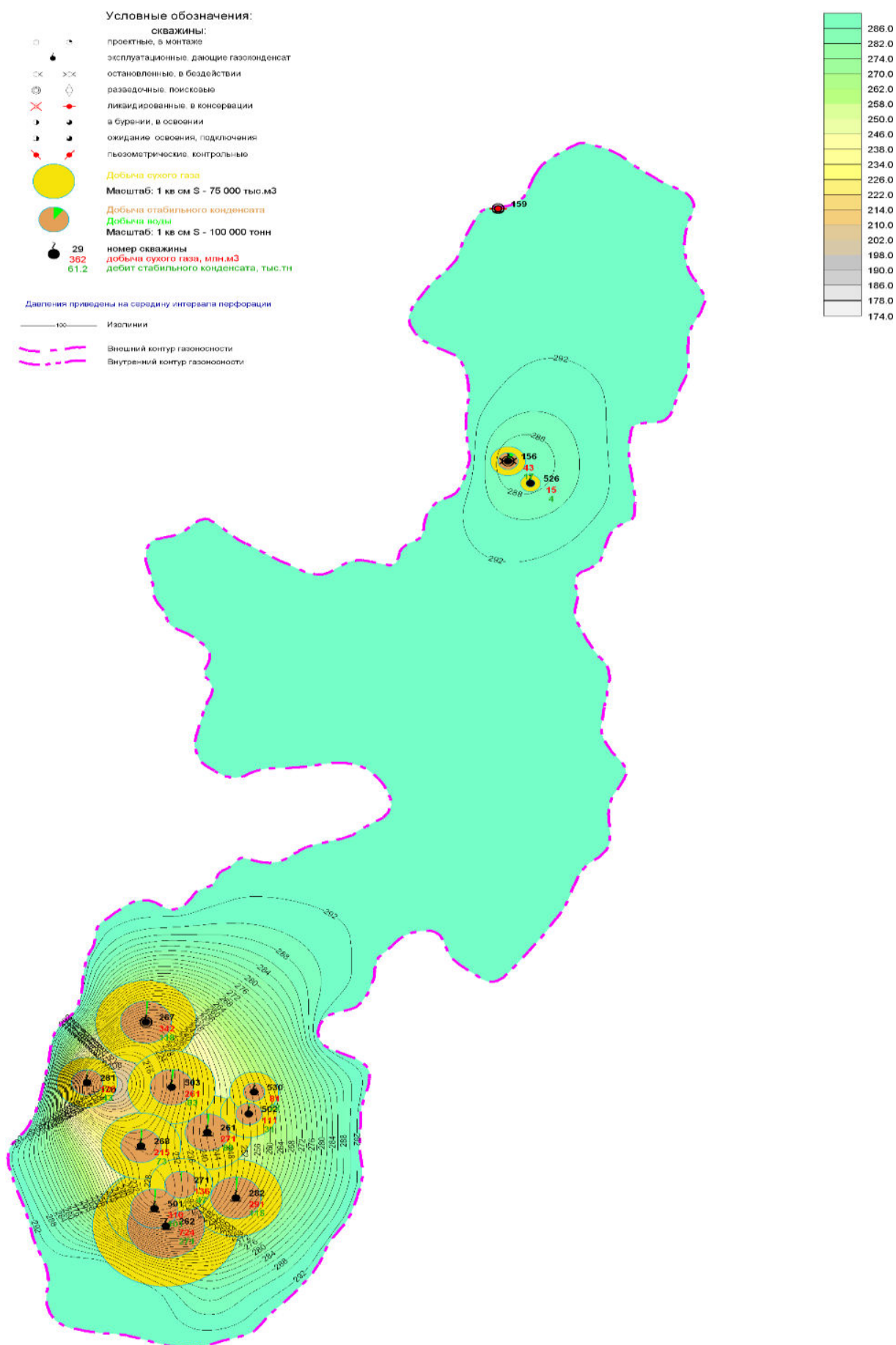


Рисунок 5 – Карта изобар и накопленных отборов по газоконденсатной залежи (пласт БТ₁₀) Берегового месторождения по состоянию на 01.01.2022 г.

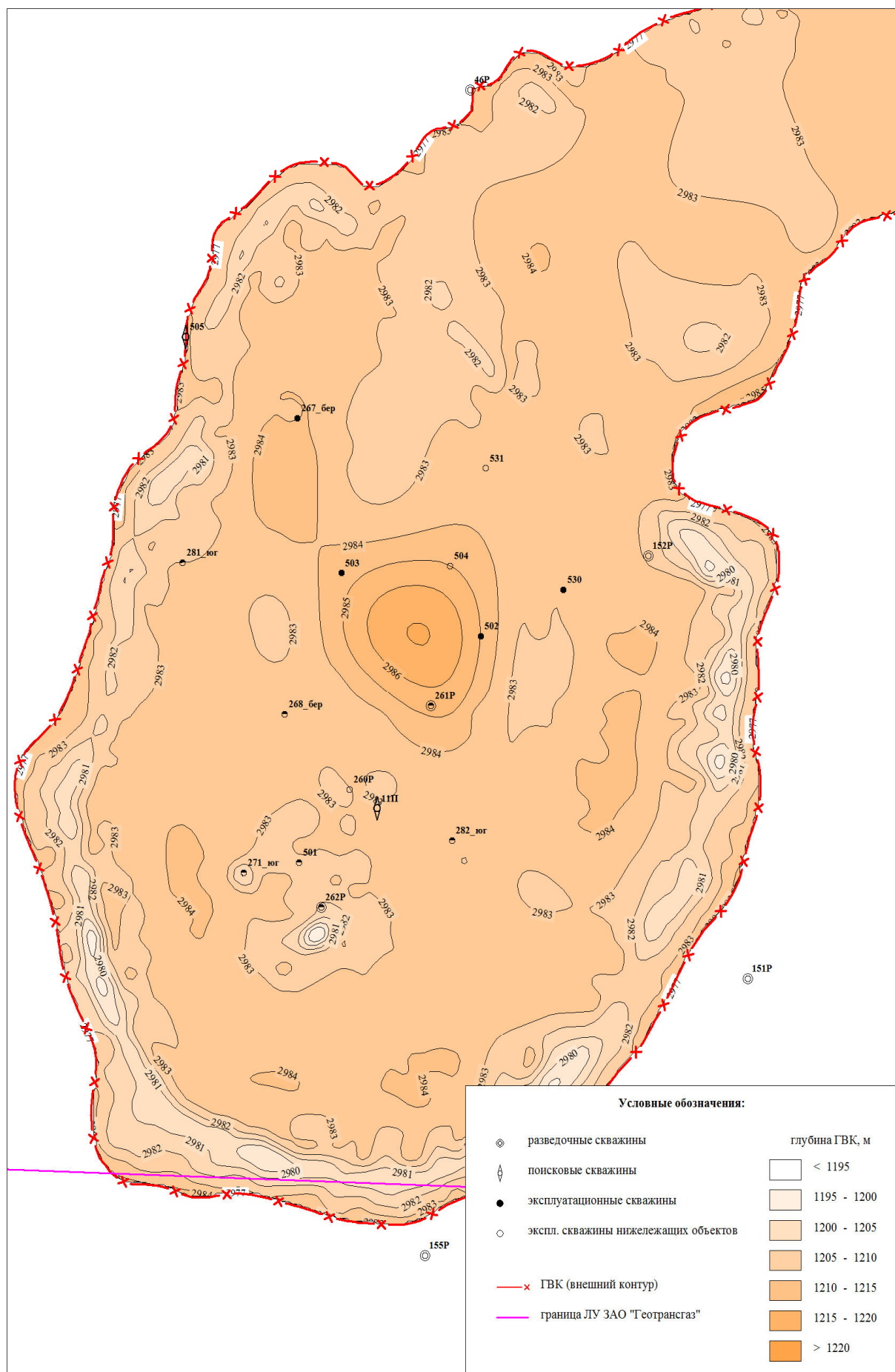


Рисунок 7 – Карта подъема ГВК пласта БТ₁₀ Берегового месторождения

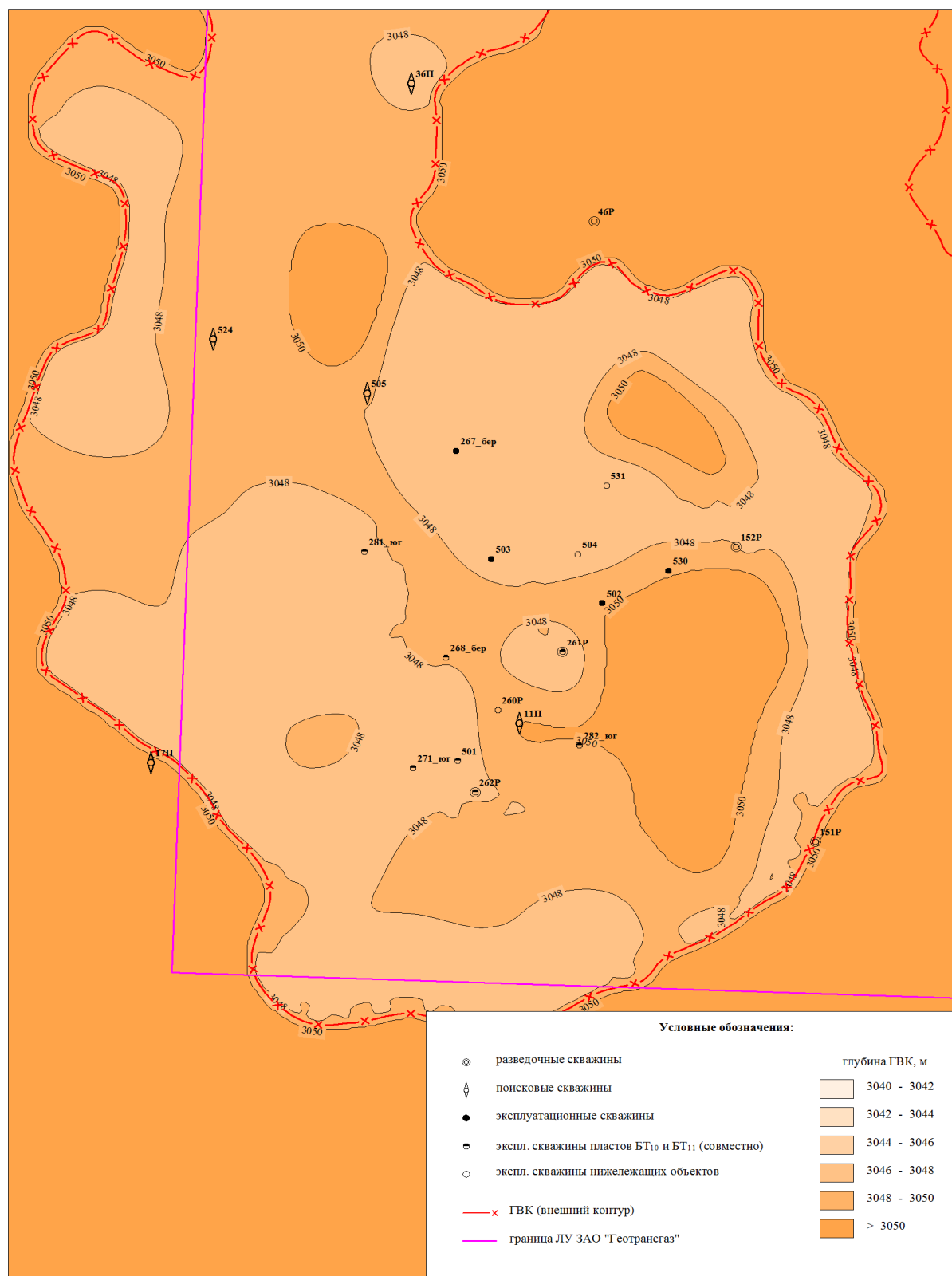


Рисунок 8 – Карта подъема ГВК пласта БТ₁₁ Берегового месторождения

Литература

1. Отчёт о научно-исследовательской работе «Дополнение к технологической схеме разработки Берегового месторождения (пласты БТ₁₀ и БТ₁₁)». – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 2018.
2. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.

3. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
4. Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка технологической эффективности проводимых на скважинах геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти. – Краснодар : Издательство КубГТУ, 2010. – 49 с.
5. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
6. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
7. Береговое нефтегазоконденсатное месторождение // Горные ведомости. – 2007. – № 10 (41). – С. 62–67.
8. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидро-разрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353.
9. Ваганов Е.В., Краснов И.И. Опыт проведения РИР на Береговом месторождении при разработке газоконденсатных залежей пласта БТ₁₀ // Академический журнал Западной Сибири. – 2020. – Т. 16. – № 6 (89). – С. 25–27.
10. Опыт проведения ВИР на скважинах, эксплуатирующих газоконденсатные залежи Берегового месторождения / Е.В. Ваганов [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2021. – № 1. – С. 27–38.
11. Учёт геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В. Галкин [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – № 4. – С. 408–417.
12. Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история формирования структурных планов продуктивных отложений) / П.А. Горбунов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 5 (84). – С. 17–20.
13. Гундерин И.И. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Четтыйском нефтяном месторождении // Прикладные вопросы точных наук: материалы V международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30-31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Издательство Армавирского государственного педагогического университета, 2021. – С. 117–121.
14. Даценко Е.Н., Соловьёва В.Н. Оценка перспектив доработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 46–51.
15. Долингер А.А., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГТМ механическими методами на Херьягинском месторождении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 151–162.
16. Результаты экспериментального моделирования разработки залежей Берегового месторождения / Е.И. Инякина [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 2. – С. 25–46.
17. Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения / В.В. Касаткин [и др.] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2021. – № 4 (35). – С. 13–20.
18. Матейчук Л.В. Моделирование показателей проведения ГТМ на скважинах Южно-Терехевейского месторождения и анализ их эффективности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 292–311.
19. Поварова Л.В., Даниелян Г.Г. Технологическая эффективность геолого-технических мероприятий, применяемых на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Часть 2. – С. 152–156.
20. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования геолого-технических мероприятий на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 312–327.
21. Сафиуллина Е.У., Кусова Л.Г. Анализ применения геолого-технических мероприятий на Ахтынском нефтяном месторождении // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 281–289.
22. Сафиуллина Е.У., Кусова Л.Г. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.

References

1. Report on the research work «Supplement to the technological scheme of the Beregovoye field development (reservoirs BT10 and BT11)». – Tyumen : ZapSibNIGNI, 2018.
2. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

3. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development: a training manual. – M. : publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 p.
4. Savenok O.V., Solov'eva V.N. Estimation of technological efficiency of geological and technical measures for oil production intensification carried out in wells. – Krasnodar : Publishing House of Kuban State Technical University, 2010. – 49 p.
5. Savenok O.V. Design of oil field development: in 2 parts: a training manual. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.
6. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Technologies and principles of the development of multi-horizon fields // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
7. Beregovoye oil-gas-condensate field // Gornye vedomosti. – 2007. – № 10 (41). – P. 62–67.
8. Improvement of the methodological approach to planning hydraulic fracturing activities in oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 344–353.
9. Vaganov E.V., Krasnov I.I. The experience of the RIA at the Beregovoye field in the development of gas condensate reservoirs of formation BT10 // The Academic Journal of Western Siberia. – 2020. – V. 16. – № 6 (89). – P. 25–27.
10. Experience of VIR on the wells operating the gas-condensate deposits of Beregovoye field / E.V. Vaganov [and others] // Science. Innovations. Technologies. – 2021. – № 1. – P. 27–38.
11. Consideration of geomechanical properties of the reservoir in the development of multi-layer oil fields / S.V. Galkin [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2020. – V. 244. – № 4. – P. 408–417.
12. Tectonic history of Beregovoye field development in the light of new geological and geophysical data (history of formation of structural plans of productive deposits) / P.A. Gorbunov [et al.] // Exposition Oil Gas. – 2021. – № 5 (84). – P. 17–20.
13. Gunderin I.I. Analysis of geological and technical activities in the Chedty oil field // Applied issues of exact sciences: Proceedings of the V International Scientific-Practical Conference of Students, Graduate Students and Teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Publishing House of Armavir State Pedagogical University, 2021. – P. 117–121.
14. Datsenko E.N., Solov'eva V.N. Estimation of prospects for additional development of oil deposits and geological and technical measures on wells according to the actual data of their operation // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
15. Dolinger A.A., Savenok O.V. Analysis of effectiveness of geological and engineering operations using mechanical methods at Kharyaginskoye field // Bulatov readings. – 2021. – V. 1. – P. 151–162.
16. The results of experimental modeling of the development of deposits of the Beregovoye field / E.I. In'yakina [et al.] // Nauka. Innovations. Technologies. – 2022. – № 2. – P. 25–46.
17. Correlation of strata of continental genesis on an example of the Pokurskaya Formation of the Beregovoye field / V.V. Kasatkin [et al.] // Actual problems of oil and gas. – 2021. – № 4 (35). – P. 13–20.
18. Mateychuk L.V. Modeling of indicators of well interventions in the wells of Yuzhno-Terekheveyskoye field and analysis of their effectiveness // Nauka. Engineering. Tekhnologii (polinguisticheskiy vestnik). – 2021. – № 4. – P. 292–311.
19. Povarova L.V., Danielyan G.G. Technological efficiency of geological and technical measures used in Vyngapurovskoye field // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 152–156.
20. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures in the Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2021. – № 4. – P. 312–327.
21. Safiullina E.U., Kusova L.G. Analysis of application of geological and technical measures in Akhtyn oil field // Bulatov readings. – 2022. – V. 1. – P. 281–289.
22. Safiullina E.U., Kusova L.G. Analysis of the causes of oil recovery decline in the Zapadno-Khosedayuskoye field and recommendations for implementation of geological and technical measures // Bulatov readings. – 2022. – V. 1. – P. 290–298.