Содержание

Введение

1. Общая часть

1.1 Общие географо-экономические сведенья

1.2 Гидрологическая характеристика

1.3 Климатическая характеристика

2. Геологическая часть

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

2.2 Тектоника

2.3 Геологическое строение продуктивного пласта БС4-5

2.4 Емкостно-фильтрационная характеристика продуктивного пласта БС4-5

3. Технологическая часть

3.1 Опробование, испытание и исследование скважин

3.2 Обработки результатов гидродинамических исследований скважин

3.2.1 Исследование фонтанных скважин

3.2.2 Исследование скважин, оборудованных ЭЦН, ШГН

3.2.3 Исследование нагнетательных скважин. Снятие и обработка кривой восстановления (падения) давления

3.2.4 Определение коэффициента продуктивности методом прослеживания уровня (по механизированному фонду скважин)

3.2.5 Обработка данных прослеживания уровня и построение графиков

3.3 Гидродинамические исследования при вторичном вскрытие пласта

3.4 Приток жидкости к несовершенным скважинам при выполнении закон Дарси

3.5 Лабораторные исследования

3.6 Расчёт гидродинамических параметров

Заключение

4. Техническая часть

4.1 Обоснование типовой конструкции скважин

4.2 Выбор конструкции скважин

4.3 Техника для гидродинамических исследований

5. Специальная часть

5.1 Состояния вскрытия пластов

5.2 Основные факторы определяющие качество вскрытия пластов

5.3 Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с применением пенных систем

5.4 Влияние типа и видов перфорации на коэфициент продуктивности скважины и отбор - вытеснения нефти в системе разработки

## Введение

Нефтегазодобывающая промышленность занимает важное место в экономике России: она обеспечивает основной прирост добычи топлива в топливно-энергетическом балансе.

Наибольший прирост добычи нефти получен за счёт ускоренного освоения и ввода в разработку новых нефтяных месторождений Западной Сибири.

Рост добычи в Западной Сибири определяет, внедрение новейшей техники, технологий, эффективных методов разработки с применением блочно-индустриальных методов обустройства месторождений.

Вместе с тем нефтегазодобывающий район характеризуется крайне трудными географо-экономическими и природно-климатическими условиями, обуславливающими высокую стоимость капитального строительства.

Естественно, что в столь специфических условиях, при ускоренном развитии нефтедобывающей отросли Западной Сибири, когда решаются не только вопросы темпов, но и полнота извлечения нефти из недр, проблема научно обоснованной комплексной оценки проектирования разработки нефтяных месторождений должна найти правильное решение с учётом требований хозяйственной реформы.

Исследованиями в этом направлении занимаются институты страны. В настоящие время очевидно, что дальнейший быстрый рост добычи должен обеспечиваться не только за счёт новых запасов, но и за счёт новых прогрессивных методов.

Наметились два направления в решении этого вопроса. Первое - отыскание наилучших вытесняющих агентов. Второе направление - отыскание наилучших пространственно-временных систем воздействия и отбора. Сюда входят количественное соотношения между эксплуатационными и нагнетательными скважинами, характеризующими размещение тех и других по площади, временные характеристики их ввода. Цель этого направления улучшать охват залежи процессом разработки и в конечном счёте динамику и итоговые характеристики отбора нефти.

В настоящие время Приразломное месторождение является полигоном испытания различных технологий разработки низко-проницаемых коллекторов (НПК). Здесь в массовом порядке производится гидроразрыв пласта Б4-5.

В широком объёме применяются химические методы обработки призабойной зоны пласта, такие как: использование импульсно-волнового метода, пенообработки, соляно-кислотные обработки, комплексные глинокислотные обработки.

## 1. Общая часть

## 1.1 Общие географо-экономические сведенья

В административном отношении Приразломное нефтяное месторождение входит в состав Нефтеюганского района Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области и расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности в относительной близости от разрабатываемых крупных нефтяных месторождений - Правдинского. Мамонтовского, Усть-Балыкского и др. (рис.1.1). Центр национального округа г. Ханты-Мансийск расположен в 90 км западнее месторождения, а г. Нефтеюганск - в 70 км восточнее. Из относительно крупных населенных пунктов упомянем п. Лемпино и пос. Пойковский, расположенные от месторождения соответственно 15км и 50км восточнее. Юго-восточнее и южнее от объекта исследований проходит нефтепровод Усть-Балык - Омск и газопровод Уренгой - Новополоцк, от которых построены нефтесборный и газосборный коллекторы, пролегающие через месторождения Правдинское - Северо-Салымское - Приразломное - Приобское. Энергоснабжение осуществляется Сургутской ГРЭС. Железная Дорога Тюмень - Сургут проходит юго-восточнее и южнее месторождения, железнодорожные станции Салым и Куть-Ях расположены соответственно в 56 км к югу и 53 км к юго-востоку от месторождения. Город Нефтеюганск имеет крупный аэропорт и связан воздушными линиями со многими городами Российской Федерации, в том числе со столицей Москвой. До освоения нефтегазовых ресурсов края и создания мощной нефтегазовой индустрии, немногочисленное коренное население состоящее из народностей ханты и манси, занималось охотой, рыболовством и оленеводством, а отдельные группы населения других вне зоны подпора, половодье начинается в первой декаде мая и длится 2-3 недели.

## 1.2 Гидрологическая характеристика

Определив сетку линий стекания в пределах территории месторождения, имеем наглядную картину направления поверхностного стока в период снеготаяния и дождей, микроручейковой сети, концентрированного стока полуповерхностных и болотных вод.

В геоморфологическом отношении территория месторождения располагается на поверхности поймы и І,ІІ,ІІІ надпойменных террас р. Оби.

Как уже упоминалось выше. пойма р. Оби (QIV) занимает северную часть месторождения и имеет абсолютные отметки 27 - 31м. Поверхность ровная, слабоволнистая, осложнена понижениями. многочисленными притоками, старицами, гривами. Поименная растительность преимущественно луговая, в меньшей степени кустарниковая и лесная. Залесенные участки представлены кедром, сосной, березой. Поверхность поймы существенно заболочена.

Нерасчлененная I надпойменная терраса и пойма рек (1QIII + QIV) прослеживаются узкими полосами вдоль поймы р. Оби, р. Малого Салыма и остальных малых рек, где трудно разделить пойму и I надпойменную террасу. Поверхность ее слаборасчлененная, сильно залесенная со следами блуждающих древних русел и старичными озерами. Лесная растительность представлена в основном осиной, сосной, березой.

Местами вдоль поймы рек Оби, Большого Салыма прослеживается первая надпойменная терраса (IQIII), поверхность которой имеет абсолютные отметки 32 - 40 м. Она преимущественно ровная, местами слабо расчленена, хорошо дренирована, сильно залесена в прибровковой и заболочена в тыловых частях.

Вторая надпойменная терраса р. Оби (2QIII) занимает большую часть территории месторождения, прослеживается повсеместно и выделяется по абсолютным отметках 48 - 60 м*.* Поверхность неровная сильно размытая; в прибровковой части и вдоль ручьев и рек хорошо дренирована и залесена, а в центральной сильно заболочена. Леса представлены сосной, березой, осиной, кедром.

Вторая лиманная терраса р. Оби (2QIII) распространена отдельными небольшими участками. Поверхность ее имеет абсолютные отметки 40 - 45 м, неровная, наблюдается останцево-эрозионный бугристый микрорельеф. В прибровковой части и вдоль ручьев и рек дренировала и залесена, в тыловой части - заболочена.

Третья надпойменная терраса р. Оби (3QIII) встречается в западной части месторождения в виде локальных останков и имеет абсолютные отметки 57-68 м. Поверхность ее неровная, бугристая и в прибровковой части довольно интенсивно расчленена овражно-балочной сетью и залесена, а в тыловой части заболочена. Лесная растительность представлена сосной, березой, елью. На поверхности наблюдается останцево-эрозионный бугристый микрорельеф.

Значительная часть территории месторождения заболочена, особенно на западе, севере и востоке. Болота достаточно глубокие и толщина торфяного слоя в них достигает 8 м. Береговые склоны болот пологие, в ложбинах стока крутые. В зависимости от времени года и микроландшафта уровень воды в болотах варьирует в пределах от 0.0 м до 0.5 м.

В пределах исследуемой территории выделены целующие типы болотных микроландшафтов: сосново-кустарнично-сфагновый, грядово-

мочажинный, озерково-мочажинно-грядовый, хустарничко-травяно-моховый. Озера выделены в пределах озерково-мочажино-грядового микроландшафта. Их особенно много в западной половине месторождения, в том числе немало довольно крупных.

Поймы мелких рек и водотоков асимметричные, выделяются условно по абсолютным отметках местности. В целом речная сеть врезана неглубоко. Протекая по песчаным отложениям при незначительном уклоне реки сильно меандрируют.

На юге месторождения и зоне приоритетного природопользования наиболее распространены замшелые смешанные заболоченные леса, особенно в междуречье Айега-Камчинская и Айега-Малый Салым, а также на правобережье р. Камчииская. Вдоль правобережья р. Камчинская широко развиты значительные обособленные участки произрастания смешанных лесов, представленных в основном сосной, елью, кедром и березой. На левобережье р. Малый Салым преобладает болотный микроландшафт сфагново-кустарничково-соснового и мочажинно-грядового типа.

## 1.3 Климатическая характеристика

Климат района резко континентальный с большой амплитудой

колебания сезонных температур: от - 53°С зимой до +35°С летом. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм. Глубина промерзания почвы зимой 1,3-1,7 м. Снежный покров держится в среднем до 180 дней в году и толщина ею достигает 1,5 м. Толщина льда на реках и озерах достигает 60-80 см, а и суровые зимы до 1 м и более. Среднегодовая температура - 3,5°С среднемесячная в январе - 20°С, а в июле +18°С.

Месторождение приурочено к зоне развития прерывистых многолетнемерзлых пород в верхних слоях геологического разреза. Толщина подобных пород варьирует в пределах 15-40 м.

Для временного водоснабжения буровых работ после соответствующей очистки могут быть использованы поверхностные водоемы. Кроме того, для технических нужд вполне пригодны воды первого водоносного горизонта, залегающего очень близко к дневной поверхности (5-10 м), а во многих пониженных участках выходят на дневную поверхность. В зоне приоритетного природопользования в междуречье Айега-Камчинская он залегает на глубине 5-10, а на остальных участках зоны на глубинах от 0 до 5 м. Воды горизонта относятся к типу гидрокарбонотно-кальциевых. В районе месторождения и близлежащих площадях для питьевого и хозяйственного водоснабжения используются подземные воды атлымского горизонта, залегающие под мерзлотными слоями. Для промывки скважин широко пользуются надмерзлотными водами новомихайловского водоносного горизонта.

Несмотря на то, что в пределах Приразломного месторождения разрез апт-альб-сеноманского водоносного комплекса по сравнению с разрезом этого комплекса в районе Усть-Балыкского месторождения характеризуется худшими геолого-физическими и гидродинамическими параметрами, воды комплекса применяются в системе поддержания пластового давления в залежах.

В районе месторождения, а также вблизи соседних нефтяных месторождений и городов Нефтеюганск и Сургут разведаны и разрабатываются месторождения песка, песчано-гравийной смеси, керамзитовых глин, которые широко используются при строительстве.

## 2. Геологическая часть

## 2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении осадочного числа месторождения принимают участие терригенные отложения мезозойского и кайнозойского возраста, подстилаемые породами доюрского фундамента. Максимальная толщина пород фундамента и осадочного чехла вскрыта в скважине №184 и составляет 3320 м.

ДОЮРСКИЕ образования - вскрытая их толщина в скв. №184 равна 107 м, из них верхние 40 м относятся к коре выветривания и представлены туфо-аргиллитами. подстилаемые кварцевыми порфирами и порфиритами, кровля которых служит региональным отражающим сейсмическим горизонтом "А". Возраст их определен как среднедевонский. На размытой поверхности доюрского фундамента залегают осадки нижне-среднеюрского возраста.

НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИЕ отложения выделяются как "тюменская свита". Сложена эта свита в подошве пачкой почти черных аргиллитов плотных с обильным углистым детритом. В аргиллитах определен спорово-пальцевой комплекс верхнего лейаса. Выше залегает мощная толща чередующихся пластов и прослоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые и светлосерые, мелкозернистые преимущественно полимиктовые с небольшим содержанием обломков, реже аркозовых. Аргиллиты темносерые и серые, алевритистые иногда углистые, содержат прослойки угля и глинистого сидерита толщиной в несколько сантиметров. Для пород толщи характерно присутствие углистого детрита и микроскопических стяжений глинистого сидерита. В образцах пород свиты определены споро-пыльцевые комплексы, характерные для батского, байосского и аалснского ярусов. Общая толщина тюменской свиты в данном районе изменяется от 241 м до 288 м. В разрезах ряда близлежащих площадей в верхней части песчано-алевролитовые прослои нефтенасыщены и индексируются как пласт 102.

ВЕРХНЕЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ представлены абалакской и баженовской свитами.

АБАЛАКСКАЯ свита охарактеризована пачкой темносерых аргиллитов, в верхней части которой прослеживаются прослои алевролитов и алевролитистых песчаников серых и светлосерых, глинистых, с включениями зерен глауконита, выделяемых на практике как продуктивный пласт Ю1. В пачке обнаружены фораминиферы, характерные для кимериджского, оксфордского, келловеиского ярусов. Толщина свиты колеблется в пределах 17 - 32 м. Подошва свиты служит регионально выдержанным отражающим сейсмическим горизонтом "Т".

БАЖЕНОВСКАЯ свита представлена в основном глинами, содержащими прослои кремнистых известковистых образовании. Глины темно-серые почти черные, часто листоватые и битуминозные. По вещественному составу и текстурно-структурным особенностям представляется возможным выделить 4 основных типа пород: собственно глины, кремнистые глины или радиоляриты, известковистые глины и мергели, известняки. Собственно глины алевритистые массивной структуры и прослоями тонкоотмученные микрослоистые. По вещественному составу породы баженовской свиты Салымского района заметно отличаются от аналогичных образований подстилающих и перекрывающих горизонтов повышенным содержанием органического вещества (в среднем 5-10%), аутигенного кремнезема (40-80%) и пирита. Содержание пирита в 10-15 раз больше, чем во вмещающих породах. Глины еще не являются аргиллитами, а находятся на стадии уплотненных глин. Они отличаются высоким содержанием битуминизированного органического вещества. Емкостные свойства пород баженовской свиты колеблются довольно в широких пределах и зависят от их вещественного состава. Наименьшая общая пористость характерна для известняков, мергелей и не превышает обычно 1-2%. Наибольшую общую пористость имеют массивные глины, в среднем она составляет 7%. Изучение трещинной пористости промысловыми методами показало, что се значения обычно не превышают 0,5%, в среднем от 0,05 до 0,2%. Трещиноватые разности пород свиты индексируются как пласт Ю0. Свита охарактеризована ихтиофауной и фауной, свойственной волжскому ярусу. Общая толщина свиты изменяется от 32 до 46 м. Глины свиты являются регионально выдержанным сейсмическим репером, известным как отражающий сейсмический горизонт "Б".

НИЖНЕМЕЛОВЫЕ отложения подразделяются на свиты ахскую, черкашинскую, алымскую, викуловскую и ханты-мансийскую.

АХСКАЯ свита в подошвенной части сложена пачкой аргиллитов темносерых известковистых, алевритистых, слюдистых, иногда слабобитуминозных толщиной 15-18м. Выше залегает мощная толща (до 220-250м) чередующихся пластов песчаников и алевролитов мелкозернистых серых, прослоями слюдистых, с глинисто-карбонатным цементом, с включениями обугленного растительного детрита и с прослоями аргиллитов темносерых до черных. По определению остатков фауны, в частности комплекса фораминефор, по возрасту соответствуют берриасскому и низам ярусов. В разрезав ряда близлежащих месторождений песчано-алевролитовые пласты нефтенасыщены и индексируются как ласты БС16 - БС25. Эта толща выделяется в стратиграфических разрезах как "ачимовская пачка ".

Породы ачимовской пачки перекрываются толщей аргиллитов темносерых, в различной степени алевритистых, иногда известковистых, реже хорошо отмученных, с тонкими прослоями и включениями линз светло-серого алевролита и песчаника. В разрезе верхней половины свиты появляются пласты песчаников и алевролитов светлосерых, серых, буровато-серых в зависимости от степени нефтенасыщения, преимущественно мелкозернистых, с глинистым, реже известково-глинистым цементом, с включениями обугленного растительного детрита.

В Салымском районе песчано-алевролитовые пласты индексируются сверху вниз как пласты от БС1 до БС9.

В разрезе месторождения продуктивными являются пласты 1БС4.2БС4, 1БС5 и 2БС5. Среди аргиллитов встречаются тонкие прослои мергелей и глинистых известняков, а также остатки фауны пелеципод, скопления раковин церен и комплексы фораминифер, указывающие на валанжинский и готерив-барремскии возраст пород.

Разрез свиты венчает пачка аргиллитов темно-серых, в верхней части с зеленоватым оттенком, часто алевритистых и известковистых, выделяемая как "пимская пачка". В ее подошве наблюдаются включения растительного детрита и обломки раковин пелеципод. Общая толщина свиты изменяется в пределах от 444 м до 569м.

ЧЕРКАШИНСКАЯ свита выражена аргиллитами серыми и темносерыми, изредка с зеленоватым оттенком, от хорошо отмученных до алевритовых разностей с прослоями светло-серых алевролитов и песчаников. Песчаники мелкозернистые и мелко-среднезернистые алевролиты, сильно глинистые, слабоотсортированные. Они характеризуются большим разнообразием текстур (мелкая, косая, пологоволнистая. горизонтальная), с включениями органики в виде останов растений и обуглившегося детрита. По вещественному составу коллекторы полимиктовые и аркозовые полево-шпатово-кварцевого состава с глинистым цементом.

В разрезе свиты в Салымском районе сверху вниз выделяются песчаные пласты АС4, АС5, АС6, АС7, АС8, АС9, АС10, АС11 и АС12, из которых нижние пласты нефтенасыщены.

В разрезе свиты в пределах северной части Приразломного месторождения продуктивными являются пласты 1АС11 и 2АС11, которые в пределах ЗПП не продуктивны. Отмечается сидеритизация пород и редкие прослои глинистых известняков, редкие фораминиферы. В нижней половине свиты обнаружены остатки фауны пелеципод. Определен спорово-пыльцевой комплекс, характерный для готерив-баррема. Общая толщина свиты изменяется от 244м до 302 м.

АЛЫМСКАЯ свита сложена толщей аргиллитов темно-серых, в верхней части от темно-серых до черных, битуминозных, с прослоями алевритов серых и светло-серых, реже песчаников мелкозернистых серых и светло-серых, с глинистым цементом, а также с маломощными прослойками глинистых известняков. Среди пород свиты встречаются растительные остатки. Определены спорово-пыльцовые комплексы, характерные для апт-альба. Общая толщина свиты колеблется в пределах от 129 м до 186 м. Пласты аргиллитов, залегающие в подошвенной и кровельной частях разреза алымской свиты. служат регионально выдержанными отражающими сейсмическими горизонтами "d в" и " М ".

ВИКУЛОВСКАЯ свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлено толщей аргиллитов темно-серых с различной степенью обогащенных алевритовым материалом, участками с многочисленными прослойками светло-серого алевролита мелкозернистого. Осадки подсвиты содержат включения растительного детрита. Выявленные спорово-пыльцовые комплексы указывают на апт-альбский возраст.

Верхняя подсвита охарактеризована преимущественно песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми, мелкозернистыми, глинистыми с прослоями аргелитов прослоями аргиллитов и аргиллитоподобных глин темно-серых. В породах подсвиты отмечается обильное присутствие углистого детрита. Спорово-пальцевые комплексы характерны для апт-альбского возраста. Общая толщина викуловской свиты изменяется от 242 *м* до 294 м.

ХАНТЫ - МАНСИЙСКАЯ свита венчает разрез нижнемеловых отложений и расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита охарактеризована толщей глин иргиллитоподобных плотных, темносерых, алевритистых, с прослоями мелкозернистых алевролитов светло-серых и серых. В породах подсвиты присутствуют обуглившиеся растительные остатки и определены фораминиферы, спорово-пыльцевые комплексы, датирующие их возраст как апт-альбский.

Верхняя подсвита сложена преимущественно чередующимися прослоями песчаников и алевролитов серых и светло-серых, мелкозернистых, глинистых, слюдистых с пропластками аргиллитоподобных плотных глин темно-серых с обильным содержанием углистого детрита. Осадки подсвиты охарактеризованы комплексами фораминифер, спор и пыльцы, указывающие на апт-альбский их возраст. Общая толщина ханты-мансийской свиты варьирует от 262м до 300м.

ВЕРХНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ подразделяются на свиты уватскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую.

УВАТСКАЯ свита сложена толщей переслаивающихся песков, алевритов, песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты серые и светло-серые, слабосцементированные, с глинистым, реже карбонатным, цементом. По составу песчано-алевролитовые разности полевошпатовые - кварцевые. Глины аргиллитоподобные зеленовато-серые и темно-серые в верхней части разреза свиты. Глины от тонкоотмученных до алевритистых.

В породах свиты обнаружены единичные экземпляры фораминифер, которые наряду со спорово-пыльцевыми комплексами указывают на сеноманский возраст отложений. Общая толщина свиты изменяется от 266 до 303 м.

ТАЛИЦКАЯ свита охарактеризована толщей глин серых и темно-серых, иногда с буроватым и зеленоватым оттенком, неялснолоистых, алевритистых, с присутствием зерен глауконита, с тонкими линзовидными прослоями глинистого алевролита, а в верхней части и тонких прослоев сидерита буровато-коричневого. В породах свиты выявлены включения мелких пиритизированных растительных остатков и реже чешуек рыб, комплексы фораминифер. Изучение спорово-пыльцевого комплекса и определение фораминифер позволили идентифицировать осадки талицкой свиты с палеоценом. Толщина свиты изменяется от 122 м до 157 м.

ЛЮЛИНВОРСКАЯ свита представлена мощной толщей глин от зеленовато-серых до желтовато-зеленовато-серых, иногда с ржаво-бурыми пятнами, алевритистых, участками алевритовых, с включениями зерен глауконита, неяснослоистые. В нижней части разреза свиты глины опоковидные. неяснослоистые, с прослоями алевролитов светло-серых, глинистых, массивной и плитчатой отдельностью. В средней части разреза свиты присутствуют прослои диатомовых глин, которые вверх по разрезу переходят в диатомиты глинистые. В породах свиты выявлены и исследованы комплексы фораминифер, радиолярий, спорово-пыльцевые комплексы, указывающие на их эоценовый возраст. Общая толщина свиты от 211 м до 259 м.

ТАВДИНСКАЯ свита также сложена толщей светлозеленых и голубовато-зеленых, алевритистых, неяснослоистых, с линзовидными прослойками алеврита кварцевого, с включениями бурового глинистого сидерита, со следами ожелезнения. В глинах встречаются редкие чешуйки рыб, обугленные растительные остатки. Определены комплексы фораминифер и спорово-пыльцевые комплексы, относящиеся к эоценовому и олигоценовому возрастам. Толщина тавдинской свиты составляет 160-180 м.

АТЛЫМСКАЯ свита представляет собой пачку песков и алевритов светло-серых, мелкозернистых, кварцевых с тонкими прослоями бурых углей и глин серых и темно-серых, с отпечатками растений. Спорово-пыльцевые комплексы характерны для олигоценового возраста. Пески и алевриты насыщены пресной водой и служат главным источником для питьевого водоснабжения. Толщина свиты 50-60м.

НОВОМИХАЙЛОВСКАЯ свита выражена толщей спин серых и темно-серых, неяснослоистых и комковатых, с прослоями алевритов, песков и бурых углей. В осадках свиты наблюдаются отпечатки растений, макроспоры, семенная флора и палинокомплекс, характерные для олигоцена. Толщина отложений свиты достигает 80 м.

ТУРТАССКАЯ свита завершает разрез палеогена и охарактеризована глинами и алевритами зеленовато-серыми, тонкослоистыми, с маломощными прослоями диатомитов и песков кварцево-глауконитовых, тонкозернистых. Толщина свиты изменяется от 40 до 70 м.

Разрез осадочного, чехла района завершается отложениями ЧЕТВЕРТИЧНОЙ системы, которые в нижней части представлены глинами зеленовато - и буровато - серыми, вязкими, песчанистыми, с прослоями и гнездами песков и алевритов серых, мелкозернистых, с включениями бурых углей и пресноводной фауны, толщиной от 50 до 70 м. В верхней части прослеживается почвенно-растительный слой, торфяники, супеси и суглинке, толщиной 20-30 м.

КУЗНЕЦОВСКАЯ свита представлена пачкой плотных глин темно-серых, прослоями алевритистых, содержащих остатки чешуи рыб, фораминифер, углефицированные растительные остатки, отпечатки ходов червей. Толщина свиты составляет 44-54 м. По возрасту свита относится к туронскому ярусу.

БЕРЕЗОВСКАЯ свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита сложена глинами серыми, опоковидными, алевритистыми, с включениями глауконита и с редкими прослоями песчанистых алевролитов с глинисто-опоковым цементом. В породах подсвиты обнаружены включения обуглившихся растительных остатков, чешуи рыб, фораминиферы, радиолярии, указывающие на коньяксантонский возраст. Толщина подсвиты составляет от 69 до 86 м.

Верхняя подсвита представлена глинами серыми и темносерыми, изредка с зеленоватым оттенком, иногда опоковидные, алевритистые, неясно - и тонкослоистые, пиритизированные, с включениями зерен глауконита. Некоторые прослои глин известковистые. Породы подсвиты содержат включения включения растительных остатков, комплексов фораминифер, радиолярий, чешуек рыб, отпечатки ходов червей. Комплексы фораминифер и радиолярий относятся к кампанскому возрасту. Толщина свиты варьирует в пределах от 73 до 106 м.

ГАНЬКИНСКАЯ свита венчает разрез верхнемеловых отложений и сложена толщей глин желтовато - и зеленовато - серых, иногда с буроватыми оттенками, неясно - и тонкослоистых и с включениями зерен глауконита. В отложениях свиты присутствуют различной степени сохранности растительные остатки и комплексы фораминифер, типичные для маастрихского и датского ярусов. Толщина свиты от 53 до 75 м.

## 2.2 Тектоника

В региональном тектоническом плане месторождение приурочено к положительной структуре 1-ого порядка - к Салымской моноклинали, имеющей субмеридиональное направление. На востоке посредством слабовыраженного прогиба Салымская моноклиналь сочленяется с юго-западным погружением Сургутского свода.

Салымская моноклиналь осложняется положительными структурами второго и третьего порядка: на севере Салымским куполовидным поднятием и Пойкинским валом и на юге Верхне-Салымским куполовидным поднятием, которые разделены друг от друга Милясовской котловиной.

Салымское куполовидное поднятие объединяет малоамплитудные положительные структуры IV порядка: Приразломную, Репьевскую, Севскую, Алексинскую, Южно-Лемпинскую. Они характеризуются относительно небольшими размерами - порядка 5,5-6.5 х 2,0-2,2 км при высоте от 15 до 45 м. углы наклона крыльев структур очень малы и не превышают 1. Все структуры имеют унаследованный характер и вверх по разрезу постепенно выполаживаются. Рассматриваемое месторождение приурочено к вышеперечисленным положительным структура.

## 2.3 Геологическое строение продуктивного пласта БС4-5

В разрезе Приразломного месторождения нефтеносными являются песчано-алевролитовые пласты 1АС11, 2АС11, БС1, БС4-5 и 1БС5, причем основным нефтесодержащим объектом является пласт БС4-5, в котором сосредоточены 97% запасов нефти категории С1 месторождения. В пределах зоны приоритетного природопользование пласты 1АС11 и 2АС11 не продуктивны. Пласт БС4-5 (вернее продуктивный горизонт) объединяет песчаные пласты 1БС4, 2БС4, 1БС5 и 2БС5 в единую гидродинамическую систему. В пласте БС4-5 в пределах Приразломного месторождения установлены 2 залежи нефти: одна основная - Приразломная и другая на крайнем северо-востоке месторождения в районе разведочной скважины №191.

Основная залежь в плане имеет заливообразную форму, которая раскрывается и расширяется в северном направлении. Она с запада, юга и востока окаймляется зоной полного замещения продуктивных песчаных коллекторов малопроницаемыми глинистыми разностями пород. Следовательно, залежь относится к типу литологически экранированных. Залежь вскрыта на глубинах 2430-2720 м. Размеры ее составляет 55х30 км при высоте 182 м. В пределах основной залежи как по данным промыслово-геофизических, так и гидродинамических исследований, ВНК не зафиксирован и поэтому он принят условно по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скв. №221 на абсолютной отметке - 2549,2 м.

Пласт БС4-5 представлен литологически частым чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, причем в нижней части продуктивного интервала песчаники преимущественно развиты в виде изолированных линзовидных тел различных размеров и сравнительно небольшой толщины, а в верхней части прослеживается монолитный площадной характер их распространения.

Песчаники серые и буровато-серые, мелкозернистые, слюдистые, среднесцементированные, изредка встречаются прослои углисто-глинистых пород с включениями растительного детрита, с однородной и слоистой текстурой. По вещественному составу алевролиты идентичны песчаникам. Коллекторами являются мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, которые по емкостно-фильтрационным свойствам по существу не различаются и могут быть разделены лишь по гранулометрическому составу. Цемент песчаников и алевролитов пленочный, порово-пленочный, глинисто-хлоритовый, местами глинисто-карбонатный. Нередко встречаются поры, заполненные кальцитом. В коллекторах содержание глинистой фракции и среднем составляет 11.5%, карбонатной - 3.5%.

Общая толщина пласта БС4-5 в среднем равна 35 м, причем в северо-западном направлении в районе скв. № 222 ее значение составляет 50 м, т.е. прослеживается тенденция к постепенному увеличению толщины его в этом направлении. Эффективная нефтенасыщенная толщина в пределах залежи варьирует от 0 до 21,8м. Продуктивный пласт перекрывается пачкой глин толщиной до 40-50 м.

В разрезе продуктивного пласта БС4-5 *а* пределах месторождения выделяются от 1 до 10 прослоев коллекторов различной толщины, примерно половина из которых имеет толщину не более 1 м. В западной части месторождения число проницаемых, прослоек больше и значения их толщины выше нежели в восточной части месторождения.

Толщина глинистого раздела между монолитной и расчлененной частями продуктивного интервала колеблется в пределах от 0,4 до 9,4 м, причем примерно на половине площади разбуренной части месторождения толщина глинистого раздела составляет 0.4 - 1.6м.

## 2.4 Емкостно-фильтрационная характеристика продуктивного пласта БС4-5

Коллекторские свойства песчано-алевролитовых пород пласта БС4-5 исследованы по керну из 19 разведочных скважин, размещенных по площади месторождения относительно равномерно. Степень освещенности продуктивных интервалов пласта анализами керна характеризуется следующим показателем - на 0,4 м. толщины пласта приходится в среднем один анализ керна.

Статистические характеристики емкостно-фильтрационных свойств пласта БС4-5 Приразломного месторождения в целом и раздельно для его монолитной и расчлененной частей приведены в таблице 2.1 Эти данные свидетельствуют о том что коллекторы пласта БС4-5 откосятся к низкопроницаемым.

Из таблицы 2.1 следует, что средние значения пористости коллекторов пласта в целом и верхней (монолитной) его части по существу не изменились по сравнению с данными "Комплексной схемы разработки". Величина пористости коллекторов нижней расчлененной линзовидной части уменьшилась до 16,5%. Значения же проницаемости коллекторов верхней и нижней части разреза пласта БС4-5 существенно не различаются, так как они и так низки. Величины проницаемости коллекторов пласта БС4-5, определенные по образцам керна, распределяются в следующем соотношении в объеме продуктивного пласта: 38% имеют проницаемость до 5х10 мкм^2, 33% - в интервале 5 - 15х10 мкм^2, 15% - от 15 до 25х10 мкм^2 и 14% - от 25 до 85х10 мкм^2. Более детальная характеристика распределения проницаемости коллекторов пласта БС4-5 месторождения по данным разведочных скважин приведена в табл.2.1

Пласт испытан в 25 разведочных скважинах. Во всех скважинах получены притоки нефти различной интенсивности. В 18 скважинах испытания проведены при динамических уровнях от 968 м до 1513 м дебиты нефти колебались а пределах от 2.1 м3/сутки до 20.2 м^3/сутки, а в 5 скважинах по 2 и 6 мм штуцерах дебит нефти изменялся от 4.8 до 36.1 м^3/сутки.

Параметр нефтенасыщенности бил получен по данным ГИС на основе петрофизических зависимостей по скважинам, пробуренным на основе петрофизических зависимостей по скважинам, пробуренным на нефильтрующихся растворах по месторождениям Сургутского свода. При подсчете запасов нефти в 1985 г. среднее значение нефтенасыщенности принято равным 72%.

*Таблица 2.1*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика | БС4-5 | | Монолит | | Расчлененная часть  пласта | |
| порис-тость,% | проницаемость  мкм2\*10-3 | порис-тость,% | проницаемость  мкм2\*10-3 | порис-тость,% | проницаемость  мкм2\*10-3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Кол-во определений | 154 | 143 | 126 | 127 | 56 | 56 |
|  | 17,5 | 12,7 | 17,5 | 10,9 | 16,5 | 12,3 |
| Среднее | 17,5\* | 14,0\* | 17,6\* | 15,3\* | 17,2\* | 11,3\* |
| Коэфф. вариации | 0,07 | 1,13 | 0,07 | 1,16 | 0,08 | 1,25 |
| Минимальн. значение | 14,0 | 0,3 | 14,0 | 0,3 | 13,3 | 0,6 |
| Максимал. значение | 20,0 | 86,5 | 20,0 | 86,5 | 19,7 | 53,2 |

\* - данные Комплексной технологической схемы разработки, СибНИИНП, 1990 г.

*Таблица 2.2*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Толщина | Наименование | ПластБС4-5 | Пласт1БС4 | Пласт2БС4 | Пласт БС5 |
| Общая | Среднее значение, м  Коэф. вариации,  доли ед.  Интервал изменения, м  min  max | 28,7  0,160  22  39,2 | 7,22  0,4  2,4  11,4 | 16,2  0,4  7,0  30,0 | 3,0 (2 скв)  2,0  4,0 |
| Нефтенасыщен-  ная | Среднее значение, м  Коэф. вариации,  доли ед.  Интервал изменения, м  min  max | 6,87/5,32\*  0,44  2,8  12,6 | 4,78/4,27\*  0,4  2,0  8,4 | 1,35  1,0  0,0  3,6 | 2,5  1,8  3,2 |
| Эффек-  тивная | Среднее значение, м  Коэф. вариации,  доли ед.  Интервал изменения, м  min  max | 6,87/5,32\*  0,44  2,8  12,6 | 4,78/4,27\*  0,4  2,0  8,4 | 1,35  1,0  0,0  3,6 | 2,5  1,8  3,2 |

\* - данные Комплексной технологической схемы разработки, СибНИИНП, 1990 г.

*Таблица 2.3*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Кол-во  скваж. | Коэфф. песчанистости, доли ед. | | | | Коэфф. расчлененности, доли ед. | | | |
| средн | Коэфф.  вариации | Интервал  изменения | | средн | Коэфф.  вариации | Интервал  изменения | |
| min | max | min | max |
| БС4-5 | 13 | 0,23 | 0,38 | 0,1 | 0,37 | 2,9 | 0,44 | 1 | 5 |
| 1БC4 | 13 | 0,74 | 0,172 | 0,33 | 1,0 | 1,46 | 0,42 | 1 | 3 |
| 2БC4 | 13 | 0,13 | 1,0 | 0,0 | 0,4 | 1,1 | 1,04 | 0 | 3 |
| БC5 | 2 | 0,17 | - | 0,0 | 0,8 | - | - | 1 | 2 |

## 3. Технологическая часть

## 3.1 Опробование, испытание и исследование скважин

В процессе бурения предусматривается опробование перспективных интервалов в открытом стволе с помощью пластоиспытателя на бурильных трубах.

Перспективными объектами испытания в разрезе поисковой скважины следует считать все возможно продуктивные и неясные интервалы. При наличии проницаемой мощности, насыщенной углеводородами, необходимо однозначно определить может ли нефтенасыщенный пласт обеспечить промышленные притоки углеводородов. В случае отрицательного результата по любому из этих определений интервал считают непродуктивным, испытание по нему прекращают. При отрицательных результатах по всем перспективным интервалам разреза скважину ликвидируют как выполнившую своё назначение. В случае положительных результатов продолжают работы по доразведке объектов.

Таким образом, очевидна необходимость высокой достоверности заключения (особенно отрицательного) о перспективном интервале до спуска в скважину эксплуатационной колонны.

Достоверность информации и экономичность её получения возможны только при комплексном использовании следующих методов: оперативного геологического контроля, геофизических исследований и опробования пластоиспытателем. Проектом предусматривается опробование пластов комплектом испытательных инструментов (КИИ-146-2М).

Спуск КИИ производят сразу после вскрытия и выявления перспективных интервалов. Целью опробования является:

1) вызов притока из испытуемого пласта,

2) определение физических параметров пласта (пластового давления, средней эффективной проницаемости, коэффициента продуктивности),

3) отбор представительной пробы пластовой жидкости. Допустимая депрессия на пласты определена опытным путём исходя из условия устойчивости пород в интервале.

Количество спусков пластоиспытателя на каждый испытуемый объект определяется качеством полученных результатов.

Планируемые к испытанию интервалы, депрессии внесены в таблицу 3.1

Таблица 3.1

Опробование пластов в процессе бурения

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | Возраст  отложений | Интервалы испытания | | | | Диаметр  пакера, | Депрессия, |
|  |  | Абсолютные  отм. м. | | Глубины  м. | |  |  |
|  |  | от | до | от | до | мм | МПа |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1268 | К1 (БС10)  J3 (ЮС1)  J1-2 (ЮС2) | 2335  2815  2870 | 2350  2830  2885 | 2375  2860  2920 | 2390  2875  2935 | 195  195  195 | 10.0  12.0  12.0 |
| 1269 | К1 (БС10)  J3 (ЮС1)  J1-2 (ЮС2) | 2390  2855  2880 | 2405  2870  2895 | 2430  2825  2900 | 2445  2840  2915 | 195  195  195 | 10.0  12.0  12.0 |
| 1270 | К1 (БС10)  J3 (ЮС1)  J1-2 (ЮС2) | 2350  2875  2950 | 2365  2885  2965 | 2390  2915  2990 | 2405  2930  3005 | 195  195  195 | 12.0  12.0  12.0 |
| 1273,1274 | К1 (БС10)  J3 (ЮС1)  J1-2 (ЮС2) | 2360  2815  2880 | 2375  2830  2895 | 2400  2855  2920 | 2415  2870  2935 | 195  195  195 | 10,0  12,0  12,0 |

Примечание: интервалы опробования уточняются после интерпретации каротажа.

## 3.2 Обработки результатов гидродинамических исследований скважин

## 3.2.1 Исследование фонтанных скважин

Определение забойного давления.

Забойным давлением называется давление флюидов в действующих добывающих и нагнетательных скважинах на глубине середины интервала перфорации. В добывающих скважинах забойное давление меньше пластового на величину забойной депрессии давления, в нагнетательных скважинах превышает пластовое на величину забойной депрессии.

Забойные давления определяются с целью гидродинамических исследований скважин и контроля работы скважин и скважинного оборудования путём прямого измерения глубинным манометром непосредственно на забое скважин.

Забойное давление определяется по формуле:

(3.1)



Н=Н з. в. =ВНК+ амплитуда ротора + удлинение.

j см. - уд. вес смеси в зависимости от% воды.

Определение пластового давления.

Под пластовым давлением в скважине понимается величина давления на её забое в период её остановки (режим q=0). Пластовое давление в скважинах определяется при их исследовании (методом установившихся отборов для) получения данных, используемых при построении карт изобар и для контроля работы скважин. Пластовое давление в скважине определяется путём прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины в период её остановки. Пластовое давление рассчитывается по формуле:

(3.2)



Н з. в. =ВНК+ амплитуда +удлинение

Н зам. - глубина замера

jсм. - уд. вес смеси

Снятие индикаторных кривых методом установившихся режимов.

При исследовании методов отборов непосредственно измеряется дебит добывающей скважины и соответствующее значение забойного давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважин.

Методом установившихся отборов определяется коэффициент продуктивности добывающей скважины.

(3.3)



Q - дебит скважины

Р - разность между пластовым и забойным давлениями.

4. исследование методом восстановления давления (неустановившийся режим).

Метод восстановления давления используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств пластов в их районе.

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность пласта, коэффициенты проницаемости, пьезопроводности. Обработка результатов осуществляется в следующем порядке:

По данным промысловых исследований строится график зависимости изменения забойного давления р от lg t:

р =P (t) - Pзаб., где

P (t) - текущее забойное давление скважины,

t - время, отсчитываемое с момента остановки или изменения дебита скважины, секундах.

2. На полученном графике выделяется конечный прямолинейный участок.

3. На оси абсцисс произвольно выбираются две точки lg t и lg t по графику определяются соответствующие значения р и р и расчитывается уклон прямолинейного участка по формуле*:*



4. Определяется коэффициент гидропроводности пласта по формуле:

(3.4)



Q-дебит жидкости до остановки скважины в пластовых условиях, м/сут.

k-коэффициент проницаемости, Дарси.

h-эффективная работающая толщина пласта, определяется по геофизическим данным

вязкость нефти в пластовых условиях.



b - объёмный коэффициент.

j - уд. вес жидкости в поверхностных условиях.

h - эффективная работающая толщина пласта.

Определяется К (коэффициент проницаемости) из формулы:



## 3.2.2 Исследование скважин, оборудованных ЭЦН, ШГН

Определение пластового давления для построения карт изобар.

а) Для безводной нефти:

(3.5)



где

j пл. - уд. вес нефти в пласте

Н з. в. = ВНК+ амплитуда стола ротора

Н ст. - статический уровень, замеренный при остановке скважины в затрубном пространстве

б). Для скважин с обводнённостью < 30%:

(3.6)



где

j см. - уд. вес смеси в зависимости от% воды

Р затр. - затрубное давление при остановке скважин

в). Для скважин с обводнённостью 30%:



(3.7)



Где L-глубина спуска насоса (м), jв - уд. вес воды, Н ст. - статический уровень, j см. - уд. вес жидкости (смеси), Н з. в. - зеркало воды (ВНК + амплитуда стола ротора), Р затр. - затрубное давление при остановке скважины

## 3.2.3 Исследование нагнетательных скважин. Снятие и обработка кривой восстановления (падения) давления

(метод неустановившихся режимов).

Кривые восстановления (падения) давления в нагнетательных скважинах снимаются глубинными манометрами.

1. На основании данных, сведённых в таблицу №1, строим кривую восстановления давления в полулогарифмических координатах р, lg t.

2. На прямолинейном участке кривой произвольно выбираем две точки с координатами р; lg t и р; lg t.

Определяем тангенс угла наклона этого участка по формуле:



3. Находим коэффициент гидропроводности:

(3.8)



Q - приёмистость (м3/сут)

В - объёмный коэффициент жидкости, характеризующий отношение объёма жидкости в пластовых условиях к объёму в поверхностных условиях (после дегазации), для воды = 1,0, j - уд. вес жидкости в поверхностных условиях. Определяем коэффициент пьезопроводности:

(см2/сек), где (3.9)



h - эффективная мощность пласта, определяемая по геофизическим данным Вж и Вс - коэффициенты сжимаемости жидкости и среды

Определяем приведённый радиус скважины:

(3.10)



где

А - отрезок отсекаемый КПД на оси ординат

Определяем радиус призабойной зоны:

(3.11)



t - время перехода во II зону.

## 3.2.4 Определение коэффициента продуктивности методом прослеживания уровня (по механизированному фонду скважин)

При установившемся режиме работы скважины фильтрация жидкости в однородном пласте при линейном законе определяется формулой Дюпии:

(3.12)



где

Q - дебит скважины в пластовых условиях (см3/сек)

к - проницаемость пласта (д)

h - мощность пласта (см)

вязкость жидкости в пластовых условиях (спз)



Рк и Рс - соответственно давление на контуре пласта и на забое скважины (кг с/см)

Rк и rс - соответственно радиус контура питания и радиус скважины

Из уравнения (1) найдём коэффициент продуктивности скважины К:

(3.13)



Прослеживание уровня основано на методе последовательной смены стационарных состояний.

Предлагается, что радиус влияния скважин постоянен, а также, что жидкость несжимаема и возмущение у стенки скважины мгновенно распространяется на расстояние постоянного радиуса, равного радиусу влияния скважины.

Тогда, если предположить в каждый момент приток в скважину установившимся, то найдём:

(3.14)



где

Рк - пластовое давление, Рс (t) - забойное давление. Если скважина не переливающая, то

(3.15)



Приравнивая (1) и (2) и выражая Р в (1) через уровень, получим:

(3.16)



где

где Нк и Нс (t) - соответственно статический и динамический уровни жидкости в скважине

q - плотность жидкости в пластовых условиях

F - площадь поперечного сечения колонны

Интегрируя (3), найдём

(3.17)



(3.17) - уравнение прямой в координатах:

, или (3.18)



где

НСО - уровень жидкости в скважине при установившемся состоянии. По углу наклона этой прямой к оси абсцисс tg найдём:

(3.19)



Составляя (3.19) и (3.16), найдём коэффициент продуктивности:

(3.20)



## 3.2.5 Обработка данных прослеживания уровня и построение графиков

По замерам динамического уровня жидкости в скважине строится график изменения уровня Н, t.

После замера восстановления давления в скважине, на устье зафиксировано избыточное буферное давление РУ;

Н= Н+НСТ. (3.21)

(3.22)



- удельный вес жидкости в пластовых условиях.



Обрабатывая кривую прослеживания уровня, составляем таблицу (3.2): расчёт параметров

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| T, сек | Н, м | Н=Н+НСТ | Н, см | Ln Н | Примечан. |
| 0 |  |  |  |  |  |
| 1800 |  |  |  |  |  |
| 3600 |  |  |  |  |  |

Строится график: ln H, t сек:

(3.23)



F - площадь поперечного сечения колонны, см

(Д1-Д2) - толщина стенки колонны

j - удельный вес жидкости в пластовых условиях



d - внешний диаметр НКТ.

Если дан внутренний диаметр НКТ, учитывать 2 толщины стенки НКТ (2-2,5 милиметров).

Пример:

(3.24)



перевести в



перевести в т/сут атм=1,27 т/сут атм.

j-удельный вес жидкости в поверхностных условиях.

## 3.3 Гидродинамические исследования при вторичном вскрытие пласта

Вторичное вскрытие пласта и его влияния на К продуктивности скважины.

Поскольку приразломное месторождение осваивается 1986 год то вторичное вскрытие пластов происходило с теми возможностями и разработкой, которые существовали на тот и последующие периоды.

ЗПКСЛУ-80

Заряда перфорационные кумулятивные в стеклянной оболочке Ленточная установка - 80 месяцев. Их данные:

## 3.4 Приток жидкости к несовершенным скважинам при выполнении закон Дарси

Приток жидкости к несовершенной скважине даже в горизонтальном однородном пласте постоянной толщины перестаёт быть плоскорадиальным. Строгое математическое решение задачи о притоке жидкости к несовершенной скважине в пластах конечной толщины представляет большие (а в некоторых случаях непреодолимые) трудности.

Приведём здесь без выводов и доказательств наиболее распространённые окончательные расчётные формулы притока жидкости к различного типа несовершенным скважинам.

Прежде всего допустим, что скважина вскрыла кровлю пласта неограниченной толщины и при этом её забой имеет форму полусферы.



(3.25)



где и - приведённые давления.



Если скважина вскрыла пласт неограниченной толщины на глубину b, то её дебит можно найти по формуле Н.К. Гиринского:

(3.26)



Задача о притоке жидкости к несовершенной по степени вскрытия пласта скважине в пласте конечной толщины h исследовалась М. Маскетом. Вдоль оси скважины на вскрытой части длиной b он располагал воображаемую линию, поглощающую жидкость, каждый элемент которой dz является стоком. Интенсивность расходов q, т.е. дебитов, приходящихся на единицу длины поглощающей линии, подбиралась различной в разных её точках для выполнения нужных граничных условий.

Необходимо получить решение, удовлетворяющее следующим граничным условиям: кровля и подошва пласта непроницаемы; цилиндрическая поверхность радиусом r =R является эквипотенциалью Ф =Ф; поверхность забоя скважины также является эквипотенциалью Ф =Ф.

Выполнение указанных граничных условий потребовало отображения элементарных стоков qdz относительно кровли и подошвы пласта бесчисленное множество раз.

Подбирая интенсивность расходов q и используя метод суперпозиции действительных и отображённых стоков, М. Маскет получил следующую формулу для дебита гидродинамически несовершённой по степени вскрытия пласта скважины:

(3.27)



где

(3.28)



а функция имеет следующее аналитическое выражение:



(3.29)



Здесь



- интеграл Эйлера второго рода, называемый гамма - функцией, для которой имеются таблицы в математических справочниках.

Нетрудно заметить, что если , то есть пласт вскрыт на всю толщину, формула (3.28) переходит в формулу Дюпюи для плоскорадиального потока.



Иногда для расчёта дебита несовершенной по степени вскрытия пласта скважины используется более простая формула, чем (3.28) М. Маскета, предложенная И. Козени:

(3.30)



Дебит несовершенной скважины удобно изучать, сравнивая её дебит Q с дебитом совершенной скважины Qсов, находящейся в тех же условиях, что и данная несовершенная скважина. Гидродинамическое несовершенство скважины характеризуется коэффициентом совершенства скважины .



Широкое распространение получил метод расчёта дебитов несовершенных скважин, основанный на электрогидродинамической аналогии фильтрационных процессов.

Электрическое моделирование осуществляется следующим образом. Ванна заполняется электролитом. В электролит погружается один кольцевой электрод, моделирующий контур питания. В центре ванны погружается электрод на заданную глубину, соответствующую степени вскрытия пласта скважиной. К обоим электродам подводится разность потенциалов, являющаяся аналогом перепада давления, сила тока служит аналогом дебита скважины. Дебит гидродинамически несовершенной скважины подсчитываются по формуле

(3.31)



где С=С1 +С2 - дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта (С1) и характеру вскрытия (С2).

Измеряя разность потенциалов и силу тока, можно подсчитать сопротивление по закону Ома, сделать пересчёт на фильтрационное сопротивление и определить дополнительное фильтрационное сопротивление.

Такие экспериментальные исследования были проведены В.И. Щуровым. Им определены дополнительные фильтрационные сопротивления С и С для различных видов несовершенства скважин и построены графики зависимости С от параметров и (Рис.6.2) (см. Приложение), а также С от трёх параметров и (Рис.6.3) (см. Приложение), где n - число перфорационных отверстий на 1 м вскрытия толщины пласта; - диаметр скважины; - глубина проникновения пуль в породу; - диаметр отверстий.



Выражение дополнительного фильтрационного сопротивления получено И.А. Чарным с использованием формулы Маскета (3.28) в виде

(3.32)



где определяется по формуле (3.30) или по графику



А.М. Пирвердян получил для коэффициента следующее выражение:



(3.33)



Сравнив дебиты совершенной скважины (формула Дюпюи) и несовершенной скважины (3.31), получим выражение коэффициента совершенной скважины в следующем виде:

(3.34)



Иногда бывает удобно ввести понятие о приведённом радиусе скважин , т.е. радиусе такой совершенной скважины, дебит которой равен дебиту данной несовершенной скважины:



(3.35)



Тогда (3.31) можно заменить следующей формулой:

(3.36)



И.А. Чарный предложил следующий способ определения дебита скважины, несовершенной по степени вскрытия, если величина вскрытия пласта b мала . Область движения условно разбивается на две зоны (Рис.6.4). Первая - между контуром питания и радиусом , равным или большим толщины пласта , в этой зоне движение можно считать плоскорадиальным. Вторая - между стенкой скважины и цилиндрической поверхностью , где движение будет существенно пространственным. Обозначим потенциал при r =R через Ф. Тогда для зоны можно записать формулу Дюпюи:



(3.37)



Для зоны , считая здесь приближённо движение радиально - сферическим между полусферами радиусами r и R, имеем:



(3.38)



Из формул (3.31) и (3.33) по правилу производных пропорций получается формула для дебита скважины:

(3.39)



Приняв R =1,5h, получим окончательно формулу для дебита несовершенной скважины, вскрывшей пласт на малую глубину:

(3.40)



Задачи притока жидкости к скважинам, гидродинамически несовершенным по характеру вскрытия пласта, и к скважинам с двойным видом несовершенства, ещё более сложны для исследования, чем приток к несовершенным по степени вскрытия пласта скважинам. Такого рода задачи решались теоретически М.М. Глоговским, А.Л. Хейном, М. Маскетом и другими исследователями. Все полученные ими решения весьма сложны. Наибольшее распространение в практике расчётов дебитов несовершенных скважин по характеру вскрытия пласта и с двойным несовершенством получили результаты теоретических и экспериментальных исследований, проведённых В.И. Щуровым, Г.Г. Поляковым, М.Н. Тиховым и М.С. Ватсоном.

## 3.5 Лабораторные исследования

Все образцы керна, пробы нефти, воды и газа, отобранные в процессе бурения и испытания скважин, должны подвергаться лабораторным исследованиям.

По образцам керна, взятым из интервалов залегания продуктивных пластов, определяются следующие параметры:

общая и открытая пористость,

проницаемость

остаточная водонасыщенность,

нефтенасыщенность,

карбонатность,

глинистость.

Образцы керна также подвергаются изучению на определение флоры, фауны и микрофауны, споропыльцевому анализу.

Производится также минералогический и гранулометрический анализы, как коллекторов, так и пород-покрышек.

Порядок отбора керна на лабораторные исследования таков - из одного, в смысле литологической изменчивости, слоя - через 0.25-0.30 м, из неоднородного слоя образцы отбираются через0.2 м и чаще.

По отборным пробам пластовых жидкостей и газа должны быть определены:

а) для нефти - фракционный и групповой составы, содержание селикагеливых смол, масел, асфальтенов, парафина, серы, а также вязкость и плотность (как в поверхностных - при температуре 20 градусов по Цельсию и давлении 0.1 Мпа, так и в пластов условиях), величина давления насыщения нефти газом, изменение объема и вязкости нефти при различных давлениях в пластовых и поверхностных условиях, коэффициенты упругости, при отборе глубинных проб-забойные давления и температуры, газовый фактор.

б) для пластовой воды - полный химический состав, включая определение ценных попутных компонентов (йода, брома, бора, лития и других элементов), количество и состав растворенного в воде газа, измерение температуры и электрического сопротивления вод.

в) для газа, растворенного в нефти, и свободного газа - плотность по воздуху, теплота сгорания, химический состав (объемные доли метана. Этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и более тяжелых углеводородов в%, а также гели, сероводорода в граммах на 100 м3 газа, углекислоты и азота).

Таблица 3.3 - Перечень лабораторных исследований

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование исследования, анализа | Интервал отбора | Кол-во образцов  (проб) | Организация, выполняющая исследования |
| 1 | Определение общей пористости | 0.1-0.5 | 30-150 | СибНННП |
| 2 | Определение открытой пористости | 0.1-0.5 | 30-150 | СибНИИНП |
| 3 | Определение эффективной пористости | 0.1-0.5 | 30-150 | СибНИИНП |
| 4 | Определение проницаемости | 0.1-0.5 | 30-150 | СибНИИНП |
| 5 | Определение нефтенасыщенности | 0.1-0.5 | 30-150 | СибНИИНП |
| 6 | Определение коэффициента вытеснения | 0.1-0.5 | 30-150 | СибНИИНП |
| 7 | Определение остаточной водонасыщенности | 0.1-0.5 | 30-150 | СибНИИНП |
| 8 | Определение карбонатности | 1-2 | 7-15 | СибНИИНП |
| 9 | Определение глинистости | 1-2 | 7-15 | СибНИИНП |
| 10 | Минералогический анализ | 5-10 | 2-3 | СибНИИНП |
| 11 | Гранулометрический анализ | 5-10 | 2-3 | СибНИИНП |
| 12 | Микрофаунический анализ | 1-2 | 7-15 | СибНИИНП |
| 13 | Анализ шлама на содержание углеводородов | 1-5 | 1-3 | СибНИИНП |
| 14 | Анализы поверхностных проб нефти и газа | 3/на объект | 3 | ЮНИПИН |
| 15 | Анализы глубинных проб нефти и газа | 3/на объект | 3 | СибНИИНП  ЮНИПИН |
| 16 | Анализы проб воды | 2/ на объект | 2 | СибНИИНП |

## 3.6 Расчёт гидродинамических параметров

Расчет параметров выполняют по различным методикам используя данные изменения давления, зарегистрированные основным (фильтровым-регистрирует изменение давления непосредственно в интервале испытания) и дополнительным (трубным) манометрам.

Все существующие методики обработки диаграмм давлений делятся на 2 группы: методики обработки кривых восстановления давления, методики обработки кривых давления притока.

Многолетняя практика обработки материалов испытаний показала, что наиболее достоверные данные о гидродинамических характеристиках пласта получают при обработке кривых восстановления давления (КВД). Качественные кривые давления в период притока служат дополнением к информации, получаемой по кривым восстановления давления.

Определение средних дебитов притока и компонентов флюида.

Процентный покомпонентный состав флюидов определяют после подъема пробонакопителя и замера объема компонентов флюида. Извлеченного из пласта. В зависимости от процентного состава рассчитывают удельный вес флюида (y, г/см3). В дальнейшем y используют для расчета среднего дебита.

Точность определения среднего дебита имеет перврстепенное значение, т.к во все формулы расчета гидропроводности и проницаемости пласта входит дебит.

Дебит рассчитывается по формуле.

Q= V/T, (3.41)

где V - объем отобранного флюида; Т - время притока

об объеме поступившего флюида можно судить по изменению уровня жидкости, залитой в НКТ, на которых спускают КИИ.

V = (Нкп-Ннп) \* S, (3.42)

Где Нкп, Нпп - уровень жидкости в трубах соответственно в конце и начале притока; S-площадь внутреннего сечения труб; и по величине изменения давления, зарегистрированного глубинными манометрами при притоке

V= (Ркп-Рнп) \*S/, (3.43)

Где Ркп, Рнп - давление жидкости на забое скважины соответственно в конце и начале притока;  - удельный вес поступившего флюида.

Обработка кривых восстановления давления (КВД)

При интерпретации КВД чаще всего используют метод, известный в литературе как метод Д.Р. Хорнера.

В основе методики лежит дифференциальное уравнение, описывающее характер изменения давления в пласте после пуска скважины в работу и при всех последующих изменениях условий жидкости к скважине (в т. ч. и при остановке скважины):

р+1 р - mр,

r r r k t (3.44)

где р-давление в пласте на расстоянии r от скважины; m-пористость, к-проницаемость, t-время,  произведение динамической вязкости на коэффициент упругости.

Сущность метода Хорнера заключается в том, что закрытие скважины после работы с постоянным дебитом Q рассматривается как результат продолжающегося отбора с тем же дебитом, который начинается с момента фактического закрытия скважины и длится в течение всего закрытого периода с тем же дебитом.

Для случая Q=const на внутренней границе пласта (r = rс) решение уравнения (1) примет вид

(3.45)



Где h - эффективная мощность пласта; E1-интегральная эксоненциальная функция; Рпл - пластовое давление; b - объемный коэффициент упругого расширения жидкости притока (для воды b=1).

После соответствующих преобразований уравнение (3.45) принимает вид

Р (t) = Р пл - (Q. b/4kh) \* lh (2,25kt/m) (3.46)

Разницу между начальным пластовым давлением Р пл и давлением на забое закрытой скважины Рс можно представить как сумму падений давления вследствие работы скважины с дебитом +Q в течение времениT + t и с дебитом - Q в течение времени t, где T - продолжительность работы скважины до фактического ее закрытия; t - продолжительность закрытого периода к рассматриваемому моменту времени.

Таким образом получаем

Рпл = Рс + Qb ln 2,25 (T + t) + - Q. b ln 2,25k t (3.47)

4kh mr2 4пkh mr2

или

Рс -Рпл = 0,183 Q. b lg T + t, (3.48)

Kh t

Хорнер впервые предложил применять формулу (3.47) для интерпритации КВД, записанных после непродолжительной работы эксплуатационных скважин.

Порядок расчета параметров пласта с использованием формулы (3.48) заключается в следующем.

Полученную при испытании КВД разбивают на участки с n - м числом точек. Для каждой точки " i" на кривой отсчитываются значения Рi и находится величина lg (T +t) / ti. После этого строится график в координатах: ось абсцисс lg (T+ ti) /ti, ось ординат Рi.

Согласно уравнения (4), эти точки должны лечь на некоторую прямую под углом, тангенс которого ("наклон")

I = 0,183Qb/kh (3.49)

Эта прямая пересекает ось ординат в точке Рс = Рпл, т. к при этом lg (T +t) /t=0, что эквивалентно t~, т.е. бесконечно длительному периоду восстановления давления. Таким образом, получаем первый параметр = начальное пластовое давление Рпл.

Определив значения пластового давления, дебита при испытании (Qф), начального и конечного давлений притока (Рнп, Ркп) рассчитывают депрессию (Р) и фактический коэффициент продуктивности (ф) по формулам

Рср = Рпл - (Рнп + Ркп) /2 (3.50)

ф = Qф (3.51)

 Рср

Если график выпуклый, то проницаемость ОЗП снижена. Если вогнутый - ОЗП с повышенной проницаемостью.

В случае двухслойных КВД при расчете гидропроводности для каждой зоны берут свойственное им значение " наклона" i.

Потенциальные продуктивность ( n) и дебит (Qn) расчитывают исходя из гидропроводности удаленной зоны пласта, определенной по прямой

n = 0,0864 kh/уз (3.52)

Qn = Рпл n, (3.53)

где n - [м3/сут/ат] ; kh/уз - гидропроводность удаленной зоны пласта [Д\*см/спз] ; Qп - [м3/сут] ; Рпл - [ат].

Следует отметить, что в понятие потенциальный дебит вкладывается возможность работы незагрязненного пласта при депрессии равной пластовому давлению.

Характер получаемых кривых давления существенно зависит от условий испытания и влияния разных технологических и геологических факторов. К основным факторам при обработке КВД можно отнести:

емкостной эффект подпакерной зоны (послеприточный эффект), замедляющий процесс восстановления давления после остановки скважины;

загрязнение пласта (скин-эффект), связанное с влиянием промывочной жидкости на фильтрационные свойства призабойной зоны.

Приведенный выше метод обработки КВД разработан в предположении, что сразу после закрытия скважины движение жидкости прекращается и дебит равен нулю, т. е "послеприток" отсутствует.

Практически это выполнимо только в условиях интенсивных, высокодебитных притоков, когда количество поступающего флюида в скважину в период ее работы в единицу времени значительно (в 10 -100 раз) превышает поступление жидкости в подпакерную зону в единицу времени после остановки скважины за счет упругих свойств подпакерной жидкости.

В то же время при испытаниях часто приходится иметь дело с очень низкими дебитами при притоке, связанными либо с низкими коллекторскими свойствами пласта, либо со значительным загрязнение пласта, либо с большими значениями объема подпакерного пространства, что характерно для скважин Приобского месторождения. Поэтому для надежной оценки величин истинных проницаемостей пласта необходимо учитывать "послеприток". Прежде чем проводить прямую на графике, рассчитывают время послеприточного эффекта (продолжительностью искаженного участка КВД) tи

По формуле

tи = 4Vп/ф (3.54)

На графике прямая проводится по точкам спустя время tи Если время послеприточного эффекта больше времени восстановления давления (tи > t), то КВД считается незавершенной, параметры пласта определять не следует.

Степень загрязнения пласта, определяемая показателем скин-эффекта, может быть определена как дополнительное снижение давления, которе следует приложить, чтобы преодолеть сопротивление зоны пониженной проницаемости. Численно скин-эффект выражается безразмерным числом, обозначается S и находится из равенства

Рскин = S Q

h

С учетом скин-эффекта формула (3.28) принимает следующий вид:

Рс = Рил - Qln 2,25kt + 2S] (3.56)

4kh mr

На практике порядок величины скин-эффекта можно установить по разнице давлений до и после закрытия скважин. Вычитая из равенства (3.50) равенство (3.49) и решая полученное выражение относительно S при условии, что (T =t) /t -l, т.е. Рс=Рпл, получаем следующее выражение для подсчета величины скин-эффекта:

S = 1,151 { [ (Рпл - Ркп) /i (конечного участка] - lg (2,25kt/mr} (3.57)

Поскольку при испытании скважин многие характеристики пластовой системы (пористость m и проницаемость k пласта, вязкость  и сжимаемость  пластовой жидкости) неизвестны, расчетную формулу (13) упрощают, заменив конкретные значения указанных параметров их среднестатистическими значениями. Анализ показывает, что для практических определений величину скин-эффекта можно рассчитать по формуле

S = 1, 151{ [ (Рпл -Ркп) i коп. уч] - lgT - 2,63} (3.58)

Если "скиновая" зона имеет проницаемость пониженную по сравнению с проницаемостью пласта, скин-эффект положительный (S>0); если "скиновая" зона имеет проницаемость повышенную по отношению к проницаемости удаленной части пласта, то скин-эффект отрицательный (S< 0); при S = 0 скин-эффект отсутствует, т.е. проницаемость в удаленной и призабойной зонах пласта равны.

Для качественной оценки состояния околоствольной зоны пласта (ОЗП) используют еще, так называемый, коэффициент состояния прискваженной зоны (Кс), который рассчитывают по формуле

Кс = 0,183 Рф/iкоп. уч (3.59)

Если Кс > 2 - степень закупорки ОЗП большая; Кс = 0,8 +2 -ОЗП чистая; Кс < 0,8 - проницаемость ОЗП повышенная.

Коэффициент снижения проницаемости определяют исходя из значений гидропроводности околоствольной и удаленной зон пласта:

Кз = kh/уз (3.60)

kh/озп

kh/озп - гидропроводность ОЗП.

Для определения возможности фонтанирования скважины при ее освоении необходимо проверить условие

Р = (Рпл - пл. ж Нпл/10) > 0, (3.61)

где пл. ж - удельный вес пластовой жидкости, г/см3; Н - глубина залегания продуктивного пласта, м; Рпл - пластовое давление, атм.

Если вышеприведенное неравенство не выполняется, то фонтанировать скважина не будет и необходимо предусмотреть иные способы ее эксплуатации. Если неравенство выполняется, то на момент испытания дебит скважины при фонтанировании был бы:

Qф = ф (Рпл - пл. жН/10) (3.62)

А потенциальный дебит

Qп = п (Рпл - пл. жН/10) (3.63)

Следовательно приведенное уравнения дают возможность по результатам испытания принять правильное решение относительно выбора того или иного варианта скважины (с фонтанной арматурой или без нее, с обработкой призабойной зоны или нет и т.п.)

В качестве примера проведения гидродинамических исследований при помощи КИИ-95 на месторождении приводятся скважина №1269 П.

Произведено испытание 2-х объектов и получены следующие результаты:

1-объект: пласт ЮС2 испытан в интервале 2900-2906м, 2907-2912м. с помощью пластоиспытателя КИИ-95 и получен непромышленный приток, дебитом 0,58м3/сут. при средней депрессии 174 атм.

Кпрод. = 0,0033м3/сут. /атм. Рпл = 324 атм.

2-объект: пласт ЮС1, испытан в итервале 2824-2827м. на трёх режимах:

d 2мм - дебит 4,2м3/сут., Рзаб = 254 атм.

d 4мм - дебит 9,6м3/сут., Рзаб = 238атм.

d 6мм - дебит 13,6м3/сут., Рзаб = 226атм.

Кпрод = 0,2м3/сут/атм.

Рпл =290атм. Т - 910С.

Других объектов, интересных с точки зрения нефтенасыщенности, в разрезе скважины нет. В связи с тем, что расстояние до нефтесборной сети более 5км., скважина подлежит консервации.

Пример проведения гидродинамических исследований

Скважина № 1478

Приразломного месторождение

Интервал испытания: 2716-2753,6 м

Дата испытания: 17 ноября 1995 г

Пласт БС16-18

Условия испытания:

Испытание проведено в обсаженном стволе с помощью КИИ-95.

Искусственный забой скважины - 2770,0 м; глубина установки пакера 2700,0 м; глубина залегания пласта по вертикали - 2612,0 м; внутренний диаметр обсадной колонны D - 126,0 мм; внешний диаметр НКТ (бурильных труб) dl - 73,00 мм; внутренний диаметр НКТ (бурильных труб) d - 62,00 мм; площадь внутреннего поперечного сечения труб - 30,175 см2; удельный вес раствора - 1,16 г/см3

Определение гидростатического давления - Рг. с

МСУ-1-40 номер 4928 К1=-2,594 К2=8,788

Рг. с до пакеровки 33,50 мм 29,18 МПа

Рг. с после пакеровки 33,32 29,022Мпа

Обработка кривой притока

Исходные данные

МСУ - 1-40 № 4928 К1=-2,594 К2=8,788

По данным акта в пробоотборнике получено: нефть 25%

вода 75%

начальное давления притока после пакеровки 8,06мм 6,824Мра

конечное давление на кривой притока 16,17мм 13,951Мпа

начальное давление притока для расчета Q 8,06мм 6,824 Мпа

конечное давление притока для Q 16,17мм 13,951Мпа

продолжительность притока для расчета дебита 122,00мин=7320с

общая продолжительность притока 122,00мин=7320с

удельный вес поступившего флюида 880кг/м3

tи=1,598мин=95,9 сек

Изменеие забойного давления в процессе регистрации КВД

Маномеир МСУ № 4982 К1=-2,594 К2=8,788

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| T (мин) | Н (мм) | Lg (T+t) t) | Р (амп) | Lg (60t) |
|  | 16,17 |  | 139,51 |  |
| 16,04 | 24,30 | О,93 | 210,95 | 2,98 |
| 32,08 | 24,64 | 0,68 | 213,94 | 3,28 |
| 48,12 | 24,93 | 0,55 | 216,49 | 3,46 |
| 64,16 | 25,21 | 0,46 | 218,95 | 3,59 |
| 80, 20 | 25,38 | 0,40 | 220,45 | 3,68 |
| 96,24 | 25,51 | 0,36 | 221,59 | 3,76 |
| 112,28 | 25,63 | 0,32 | 222,64 | 3,83 |
| 144,36 | 25,90 | 0,27 | 225,02 | 3,94 |
| 176,44 | 26,16 | 0,23 | 227,30 | 4,02 |
| 208,52 | 26,24 | 0, 20 | 228,00 | 4,10 |
| 240,60 | 26,33 | 0,18 | 228,79 | 4,16 |
| 304,76 | 26,53 | 0,15 | 230,55 | 4,26 |
| 465,16 | 26,80 | 0,10 | 232,92 | 4,45 |
| 625,56 | 27,02 | 0,08 | 234,86 | 4,57 |
| 785,96 | 27,09 | 0,06 | 235,47 | 4,67 |

Пластовое давление по КВД 239,00атм

Р1у. з=239,00 lg1у. з= 0,000

Р2у. з = 224,00 Lg2у. з=0,260 I у. л=57,692

Р1зоп-217,00 Lg1озп=0,410

Р2озп=211,00 lg2озп=0,930 iозп=11,538

Результаты данных КИИ

гидростатическое давление по пакеровки 291,8атм.

гидростатическое давление после пакеровки 290,2атм

пластовое давление 239атм

репрессия на пласт 52,8атм

депрессия на пласт: максимальная 170,8атм

средняя 135,1атм

6. объем жидкости, поступившей в трубы 2,44м3

в т. ч. из пласта 2,22м3

7. объем подпакерного пространства 0,87м3

8. дебит общий при средней депрессии 28,8м3/сут

в том числе: за счет притока из пласта 28,8м3/сут

за счет негерметичности 0,0м3/сут

9. потенциальный дебит (придепрессии равной Рпл) 23,0м3/сут

10. возможность фонтанирования - не исключается 9,1

11. дебит свободного фонтанирования на дату испытания 2,0м3/сут

12. потенциальный дебит фонтанирования 0,88м3/сут

13. продуктивность: фактическая 0,213м3, сут/ат

14. коэффициент состояния околоствольной зоны пласта 0,4

15. скин-эффект - 3,44

16. коэффициент снижения проницаемости 0,2

17. коэффициент гидропроводности: ОЗП 5,576Д\*см/спз

удаленной зоны - 1,115Д\*см/спз

## Заключение

При проверке испытания величина максимальной депрессии в начальный момент притока равнялась 170,8 ат. При средней депрессии 135,1ат из пласта получен приток флюида дебитом 28Ю8м3/сут, продуктивность -0,213м3/сут/ат. По данным акта в пробонакопителе 25% нефти и 75% воды. Проба нефти для анализа отобрана.

Возможность фонтанирования на исключается.

По результатам обработки КВД пластовое давление-239 атм., проницаемость околоствольной зоны пласта повышена.

Величина потенциальных гидродинамических ниже фактических.

Полный анализ нефти

Место отбора: интервал 2716-2735,4

2742-2753,6

Дата отбора: 17.11.95

Хлористые соли 172,0

Кинематическая вязкость: при 20%С 14,88ммсек

При 50%С 6,178ммсек

Плотность пикнометром 0,8586г/см3

Механические примеси 0,038%

Сера 0,84%

Начальная температура кипения 74 градусов по цельсию

## 4. Техническая часть

## 4.1 Обоснование типовой конструкции скважин

Конструкция скважины принимается в зависимости от ожидаемых геологических условий разбуриваемых участков месторождения, глубины залегания продуктивных отложений, а так же продуктивных характеристик пластов, подлежащих вскрытию. Кроме того, выбранная конструкция должна обеспечивать надежную охрану недр, возможность применения выбранного способа бурения, возможность достижения запланированных скоростей проводки и проведения намеченных промыслово-исследовательских работ как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине.

Количество обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, проектируется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважин. Для этого строится совмещённый график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород, и гидростатического давления столба промывочной жидкости.

В таблице 4.1 приводятся данные для построения графика.

Таблица 4.1 Градиенты пластового давления и давления гидроразрыва пород

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс | Интервал | | Градиент | |
| стратигра-  фического подразделения | от | до | пластового давления  атм/м | Гидроразрыва пород  атм/м |
| Q-P2/2 | 0 | 560 | 1.0 | 2.0 |
| P2/2-К2 | 560 | 1030 | 1.0 | 2.0 |
| К2-К1 | 1030 | 1985 | 1.01 | 1.7 |
| К1 - J3-J1 | 1985 | 3060 | 1.02 | 1.6 |

При разработке конструкции скважин приняты во внимание следующие горно-геологические особенности разреза:

Проектная глубина скважин: 2900 - 3060м.

Многолентнемёрзлых пород в разрезе нет.

Люлинворская свита залегает в интервале 470 - 690м.

Газонасыщенных интервалов в разрезе нет.

Нефтенасыщенные интервалы залегают в интервале глубин 2350 - 3010м.

Пластовые давления по всему разрезу близки к гидростатическому.

Максимальная забойная температура - 940.

Для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми четвертичными отложениями, для предотвращения размыва устья скважины и соединения с циркуляционной системой спускается направление. Кроме того, установка направления является дополнительной мерой защиты пресных вод от загрязнения в случае недоподъёма цементного раствора до устья за кондуктором. Глубина спуска направления - 30 м. Направление цементируется до устья.

Для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, для установки на устье противовыбросового оборудования, а так же для подвески технической колонны в скважину спускается кондуктор.

Неустойчивые пески с прослоями глин, склонные к обвалу, залегают в интервале 0-560 м. Но глубина спуска кондуктора с перекрытием этого интервала, как показывает опыт эксплуатации скважин в регионе, является недостаточной.

В случаях аварий с обсадными колоннами в нагнетательных скважинах и, как результат аварий, прорыва в интервал люлинворских глин нагнетаемых вод, глины разбухают, плывут и сминают обсадные колонны близрасположенных скважин.

Таблица4.2 - Cовмещённый график давлений при строительстве разведочных скважин на Приразломном месторождении

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Глу би  на  м. | Давление  МПа  ------------------  плас - гидро-  товое разрыва  Рпл. Ргр | | Характеристика давлений: пластового (порового) и гидроразрыва пород  эквивалент градиента давлений  1.0 1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.7 1.8 1.9 2.0 | Глубина  спуска колонн,  м.  -------------------  диаметры колонн,  мм  324 245 146 | Плот-  ность  промы  вочной  жид-  кости  г\см3 |
| 400 | Рпл. =  РГИДР. . |  |  | 30 | 1.16-1.18 |
| 800 |  | 14.2 |  | 710 | 710 |
| 1200 | Рпл. =  1.01Ргид | 17.5 |  |  | 1.05-1.08  1030 |
| 1600 |  |  |  |  | 1.08-1.12 |
| 2000 |  | 31.8 | 1 - 2 - 3 |  | 1700 |
| 2400 | Рпл. =  1.02Ргид | 37 |  |  | 1.12-1.14  2310 |
| 2800 |  |  |  |  | 1.15 |
| 3200 |  | 46.2 |  | 3060 | 3060 |

1-линия граничных значений пластовых давлений

2-линия плотности буровых растворов

3 - линия граничных значений давлений гидроразрыва пород

Достаточно часто повторяющиеся осложнения подобного рода привели к решению изменения типовой конструкции скважин. Приказом Гостехнадзора Тюменского округа Российской Федерации №31 от 04.11.92г. предписано во всех скважинах, независимо от назначения (кроме сеноманских) кондуктором перекрывать люлинворские глины.

Настоящим проектом предусматривается спуск кондуктора на глубину 20 м. ниже подошвы люлинворской свиты. Глубина спуска кондуктора определяется для каждой конкретной скважины индивидуально. Высота подъёма цемента за кондуктором - до устья.

Ввиду отсутствия факторов, осложняющих процесс бурения, конструкция скважин принимается одноколонной. Эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину и цементируется до устья. Проектная глубина спуска колонн - на 50м. глубже подошвы последнего нефтеносного горизонта.

Таблица 4.3 Сводные данные по типовой конструкции скважин

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование  колонны | Диаметр  колонны  мм | Глубина  От | спуска  до | Марка  стали | Высота  подъема цемента  за колонной |
| 1 | направление | 323.9 | 30 | 0 |  | до устья |
| 2 | кондуктор | 244.5 | 710 | 0 | ГОСТ-632-80 | до устья |
| 4 | эксплуатационная | 146.1 | 3060 | 0 | марка стали  "Д" | до устья |

## 4.2 Выбор конструкции скважин

Конструкция скважин определяется диаметром эксплутационной колонны, гидрогеологическими условиями месторождения минимальным расходом материала.

Под конструкцией обсадной колоны следует понимать: подбор труб который должен обеспечить безаварийную эксплуатацию скважин, при минимальных капитальных вложениях. При этом следует иметь в виду, что конструкция скважин должна обладать высокой герметичностью и плотностью обсадных колонн и иметь надёжное цементное кольцо за колоннами.

При проектировании конструкций скважин, необходимо учитывать следующие основные условия:

1. Для предупреждения возможного гидроразрыва пород давлением флюида, обсадная колонна должна полностью перекрывать незакреплённую часть высоконапорного пласта.

2. С целью проведения возможных аварийных работ в скважине обсадные трубы должны обладать такой прочностью, при которой обеспечиваются достаточное сопротивление сминающим усилием при повышении давления в колонне.

3. Для предупреждения поглощений в скважинах месторождениях с аномально высоким давлением и большим этажом газоносности, следует цементировать поглощающие пласты, или перекрывать их обсадными колоннами до вскрытия продуктивного горизонта.

При проектировании оптимальных конструкций скважин наряду со сказанным, необходимо определить р нагнетания промывочной скважины в нефтеносные пласты по методике М.И. Потюкаева (в Дюкове-68). Сущность этой методики заключается в следующем. После обвязки устья в скважину закачивают промывочную жидкость с заданными парамитрами до тех пор пока не нагреется ее поглощение в исследуемый пласт. В это время определяют р при котором начинается поглощение, и подачу насосов. Отношение величины гидростатического р к пластовому позволяет определить критическую величину давления нагнетания.

Конструкции скважин предлагается также проектированию также с учетом того чтобы в процессе бурения давление на продуктивные пласты не превышало определенной критической величины. Повышенный перепад давления создает условия для засорения продуктивных горизонтов промывочной жидкостью и тампонажными материалами, в результате чего снижается дебит скважин, могут возникнуть нефтегазопроявления. В связи с этим следует особое внимание уделять качественному вскрытию продуктивных горизонтов. Допустимое углубление скважины в продуктивную. часть разреза (5) определяют по формуле:

(4.1)



L-максимально допустимый интервал углубления в массовую залежь без перекрытия продуктивных пластов промежуточными колонами

Kkp - коэффициент характеризует критическую величину отношения гидростатического p промывочной жидкости к пластиковому давлению,

Выше который начинается поглощение;

K-коэффициент характеризующий превышение гидростат P промывочной жидкости

Над пластиковым в кровле газового пласта;

H-глубина кровли пласта в точке вскрытия

h - толщина пласта в точке вскрытия;

pb и pr - плотности соответственно пластовой воды и газа, кг/м³

Плотность бурового р-ра для вскрытия нефтяных пласта можно опр-ть по Ф-ле (3.1)

П. о проектирования конструкций газ. скважин с учетом p нагнетания бурового р-ра дает возможность определить max допустимую глубину вскрытия пласта и значительно сократить расходы на ликвидацию возможных осложнений.

Для нефтяных месторождений, имеющих высокие забойные температуры (на Приразломном месторождении температура пласта БС4-5 достигает 115 град. С) проектировании конструкций скважин необходимо использовать спец.

Цементные растворы, способные при твердении обеспечивать целостность

Кольца в затрубном пространстве. При расчете конструкций высокотемпературных скважин с резким колебанием температур следует

Учитывать склонность цементного камня к деформациям усадки и ползучести.

При проектировании конструкций скважин необходимо запланировать и диаметр эксплутационной колоны.

## 4.3 Техника для гидродинамических исследований

В настоящие время для комплексного непрерывного контроля за разработкой Приразломного месторождения применяется широкий спектр приборов, которую условно можно подразделить:

1 приборы наземных комплексов исследований (замерное устройство "Спутник", манометры различного предела измерений и класса точности, динамографы (микон), акустические скважинные эхолоты "Сонолог", и т.д.)

приборы дистанционные, спускаемые на геофизическом кабиле, комплексные (расходомеры-дебитомеры, глубинные: РГД-4, РГД-5М; Поток-4, Поток-5, имеющая комплексы термокондуктивной дебитометрия, влагомера, термометра, локатора муфт, гамма-каротажа, гамма-гамма-каратожа, резистивиметра, манометра)

приборы автономного действия включающие в себя:

пластоиспытатели: комплексный испытательный инструмент КИИ-146, КИИ-95, и другие;

пробоотборники;

автономные приборы спускаемые на проволоке: ПЛАСТ-4, ПЛАСТ-5, позволяющих вести регистрацию температуры и давления;

автономные приборы спускаемые на НКТ.

Данные приборы имеют размеры соответствующие диаметрам скважин, колонн учитывают особенности оборудования. Позволяют вести исследования в интервале пласта по колонне НКТ и межколонному пространству, прослеживать гидродинамические характеристики до места установки ЭЦН через насосно компрессорные трубы (НКТ), по межтрубному пространству исследовать работу ШГН, а при соответствующем оборудовании ШГН проходить на забой.

В настоящее время на Приразломном месторождении используются установки ЭЦН - REDA, которая имеет в компоновке датчики давлений с базой накопления данных в течение работы установки по определению давления на приёме насосов.

Поскольку на работу насосной установки оказывает влияние затрубное давление попутного газа, расчётный дебит получается завышенным, поэтому для оптимизации работы насоса необходимы данные по определению давления на приёме насоса, что обеспечивает накопленная база данных датчиком давления.

В настоящее время точность приборов манометра и термометра за счёт применения пьезо-термодатчиков повысилось в десятки и сотни раз, габариты приборов и их вес соответственно уменьшились до размеров, требовавших использования грузов.

Прибор ПЛАСТ-5М имеет следующие технические характеристики:

рабочий диапазон температур от минус 50град. С до плюс 120град. С;

время работы в автономном режиме - 3 месяца;

ёмкость памяти-120 тысяч точек;

точность определения температуры - 0,01град. С;

точность определения давления - 0,0003атм=300Па;

НИИПИ УФАНЕФТЬ предлагает к тому же расширить комплекс прибора высокоточным влагомером.

Подъёмники для работы с автономными и дистанционными приборами не претерпели существенного изменения. Используются подъёмники каратажные: ПК-2, ПК-5, подъёмники "Аист".

## 5. Специальная часть

Вторичное вскрытие пластов и его влияние на коэффициент продуктивности скважины и разработку месторождения

## 5.1 Состояния вскрытия пластов

Процесс вскрытия пласта является важнейшим этапом разработки нефтегазовых месторождений.

Высококачественное вскрытие горизонтов обуславливает повышение эффективности геологоразведочных работ и производительности скважин, улучшает приток нефти и газа из мало пронизываемых пропластов, что в конечном итоге способствует росту нефтегазоотдачи пластов.

Одним из основных условий повышения эффективности геологоразведочных работ является применение таких методов вскрытия и опробования, которые обеспечили бы сохранения естественного состояния коллектора, и следовательно, остаточную надежность результатов опробования на промышленную нефтегазоносность.

Очевидно, что только такие данные, которые отражают фактическое состояние коллектора, могут явиться основой для оценки общих и извлекаемых запасов нефти и газа.

В нефтегазопромысловой практике встречается немало случаев, когда скважины, которые при бурении показывали хорошие признаки нефтеносности и бурно проявляли себя после ввода их в эксплуатацию или вовсе не показывали признаков нефтегазоносности, или работали с малой производительностью.

Следовательно, возникает необходимость создания высоких депрессий при освоении и эксплуатации скважин, что отрицательно сказывается на эксплуатации залежей, коллекторы которых сложены несцементированными или слабосцементированы песками, а так же при наличии пластовых вод. Повышение депрессии при неустойчивых коллекторах приводят к нарушению ПЗ, что может вызвать слом эксплуатационной колоны и преждевременный выход скважины из строя; при наличии же подошвенных вод происходит преждевременное обводнение скважины.

Практика применения промывочной жесткости на водной основе показала, что проникновение в пласт фильтрата и твердой фазы промысловой жесткости в период вскрытия является основной причиной ухудшения коллекторских свойств пласта. Лабораторными исследованиями установлено, что вода снижает естественную проницаемость коллектора на 50% и более.

Глинистый раствор относительно в меньшей мере ухудшает фильтрационную характеристику коллектора, чем вода.

Отрицательное влияние низкого качества вскрытия пласта наиболее значительно сказывается в случаях, когда пластовое давление ниже гидростатического. Аномально низкое пластовое давление встречается в процессе доразработки.

Проницаемость ПЗ в немалой степени снижается также и в процессе вскрытия пласта перфораций. Это объясняется тем, что качество жесткости, заполняющей ствол скважины перед перфорацией обычно бывает низким и не обеспечивает сохранения естественной проницаемости коллектора после перфорации.

Так обычно, продуктивный пласт в процессе его вскрытия многократно подвергается воздействию промывочной жесткости. В результате этого существенно ухудшается фильтрационная характеристика ПЗП.

При вскрытии пластов в глубоких скважинах высокие температуры оказывают существенное влияние на водоотдачу глинистого раствора. С повышением температуры усиливается коагуляция и образуется легко размываемые рыхлые корки. При t 150С водоотдача возрастает в 6-8 раз.

## 5.2 Основные факторы определяющие качество вскрытия пластов

Среди таких факторов по [Аминяну] можно выделить

1) объем информации, получаемый в процессе вскрытия пласта бурением;

2) надежность разобщения пластов как в пределах вскрытой мощности продольного пласта, так и выше кровли и ниже подошвы пласта;

3) степень использования вскрытой мощности пласта;

4) состояние ПЗП.

Объем информации, получаемый в процессе вскрытия пласта бурением

На стадии поисковых и разведочных работ, на которых находится Приразломного месторождение необходимо получать максимальную информацию, позволяющую изучить:

Состав пород-коллекторов и тип коллекторов как по керну так и по шламу;

геолого-физические свойства коллектора и физико-химическую характеристику насыщающих его флюидов;

метологические особенности пласта;

продуктивность отдельных пластов и прослоев при различных депрессиях;

тип промывочных жесткостей для первичного и вторичного вскрытия пласта.

Надежность разобщения пластов

Надежность разобщения пластов в зоне продуктивной части, выше кровли и ниже подошвы продуктивного объекта, а также создание непроницаемого цементного кольца за эксплуатационной колонной имеет решающие значение для успешной работы эксплуатационных скважин и всей залежи в целом.

Обычно качество цементирования эксплуатационных колонн оценивается подъемом цементного раствора до заданной высоты, достижением хорошей сцепляемости цемента с породой и колонной, предотвращением межколонных перетоков жидкости и газа.

Однако вследствие больших плотностей цементных растворов создаются избыточные давления на плост, что часто приводит к гидроразрыву и поглощению цементного раствора и, следовательно, к закупорке нарытой среды.

Надежность разобщения пластов следует изучать во всех скважинах на стадии поисково-разведочных работ, так и при разбуривании залежи.

Плотность бурового раствора. для вскрытия нефтяного пласта в <Дюкове> выражается через коэффициент избыточного давления Кизб и плотность пластовой воды:



(4.2)



где k-коэффициент, характеризующий превышение гидростатического давления промывочной жидкости над пластовым в кровле пласта.

Степень использования вскрытой мощности пласта

При разработке Нефтяных месторождений в настоящее время широко практикуется вскрытие перфорацией мощностей продуктивной зоны залежи. Это связано с желанием вовлечь в разработку возможно большие мощности продуктивных пластов по <Амиян> можно выразить следующим образом:

(4.3)



где: КИ - коэффициент использования вскрытой мощности пласта; МР - работающая мощность пласта; МВ - вскрытая мощность пласта;

Коэффициент использования вскрытой мощности продуктивного пласта является одним из важнейших показателей качества вскрытия пласта, повышение степени извлечения нефти и газа из недр. Этот коэффициент должен служить определяющим показателем возможности объединения нескольких пластов и прослоев в один эксплуатационный объект.

Величина Ки не постоянна во времени и зависит от периода эксплуатации залежи и способа вскрытия пласта. По мере извлечения пластового Р условия работы залежи будут отличаться от условий начального периода эксплуатаций. В связи с этим при необходимости бурение новых скважин для доразработки залежи следует вскрывать пласт с учетом изменившихся условий.

Состояние ПЗП.

Наиболее приемлемым способом определения состояния ПЗП является определение величины ОП - отношение продуктивностей, показывающей, во сколько раз реальный дебит скважины отличается от теоретического. В связи с тем, что различие между продуктивностями определяется только проницаемостью пород, например, ОП рассматривают <Амиян>, как отношение:

, (4.3)



где

Qф - фактический дебит скважины;

Qт - теоретический дебит скважины (вскрытие пласта без ухудшения его фильтрационных свойств);

Параметр ОП показывает, какую долю теоретически возможного дебита в случае идеального вскрытия пласта имеет скважина при реальных условиях вскрытия.

Методы повышения качества вскрытия.

Под высоким качеством вскрытия продуктивного пласта следует понимать выполнение комплекса операции по завершению скважины с применением таких технологических приемов которые обеспечивают сохранение естественной проницаемости ПЗП

К основным задачам решение которых может обеспечить достижение этой цели, можно отнести:

выбор типа бурового раствора для вскрытия пласта;

выбор конструкции скважины и способа цементирования колонны;

определение интервала перфорации;

определение раствора глушения;

определение типа и вида перфорации;

определение плотности перфорации;

воздействие на пласт после перфорации;

способ вызова притока.

Рассмотрим технику и технологию вторичного вскрытия пласта с использованием пенных систем, представленные в следующем разделе.

## 5.3 Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с применением пенных систем

Как известно, продуктивный пласт вскрывают перфорацией после заполнения скважины той жидкостью, которую применяли при вскрытии пласта бурением. Так как процесс перфорации часто происходит длительное время, в призабойную зону проникает вода или фильтрат промывочной жидкости (глинистого раствора), что существенно ухудшает фильтрационные свойства коллектора. Как правило, при перфорации применяют глинистый раствор низкого качества с высокой водоотдачей, поэтому количество проникшего в пласт фильтрата бывает значительным. После перфорации глинистый раствор заменяют водой. В процессе этих работ в пласт дополнительно проникает как фильтрат глинистого раствора, так и вода. Если после полной замены глинистого раствора в стволе скважины водой отсутствует приток жидкости (газа) из пласта, то начинают снижать уровень воды в скважине путем закачки сжатого воздуха (компрессором), газа высокого давления (из газопровода высокого давления) или азота с помощью специальных установок. В процессе этих работ в пласт вновь проникает некоторое количество воды.

Таким образом, от начала перфорации до получения притока жидкости (газа) из пласта в призабойную зону проникает большое количество фильтрата промывочной жидкости и воды, что ведет к существенному снижению естественной проницаемости коллектора.

Для частичного устранения этих недостатков иногда до начала иногда до начала перфорации в нижней части эксплуатационной колонны помещают раствор на углеводной основе или водный раствор ПАВ.

Оба способа до некоторой степени отвечают условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия перфорацией. Однако при пластовом давлении намного ниже гидростатического применение водного раствора ПАВ может привести к отрицательным результатам вследствие того, что по мере проникновения водного раствора ПАВ в глубь пласта содержание ПАВ в воде резко уменьшится из-за адсорбации его на поверхности породы, и в связи с этим проницаемость удаленной зоны продуктивного пласта ухудшится. Отрицательное влияние водного раствора ПАВ будет тем интенсивнее, чем больше глинистых веществ содержится в продуктивном пласте и чем ниже пластовое давление по сравнению с гидростатическим.

Наиболее прогрессивным техническим решением является применение растворов на углеводородной основе. Однако, при пластовом давлении намного ниже гидростатического (0,7 и ниже) применение растворов на углеводородной основе также может привести к ухудшению проницаемости призабойной зоны пласта вследствие проникновения в него вместе с раствором на углеводной основе большого количества воды. Если даже весь ствол скважины перед перфорацией будет заполнен раствором на углеводной основе, то при пластовом давлении, равном 0,7 и ниже гидростатического, вследствие проникновения в пласт этого раствора в большом количестве трудно будет вызвать приток жидкости и газа из пласта из-за высокой вязкости системы и ее структурно-механических свойств. В указанных условиях наиболее целесообразным является применение пен.

Сущность рекомендуемого способа состоит в том, что в нижней части эксплуатационной колонны до проведения процесса вскрытия пласта перфорацией помещают столб пены, поверх которого должна находиться пенообразующая жидкость. Поскольку пена в нижней части колонны находится довольно длительное время, то может произойти частичное разделение фаз. Однако газовая фаза будет двигаться вверх и, встретив на своем пути пенообразующую жидкость, вновь образует пену. Таким образом, предотвращается разрушение пены, помещенной в нижней части эксплуатационной колонны на период вскрытия пласта перфорацией. Разрушению пены препятствует также давление столба жидкости в стволе скважины, находящейся над столбом пены.

Объем пены определяют с учетом следующих условий:

Объем пены, помещаемой в нижней части колонны, не должен вызывать притока жидкости (газа) из пласта в процессе перфорации;

Объем пены должен препятствовать проникновению в пласт жидкости (воды, глинистого раствора), находящейся в стволе скважины;

Гидростатическое давление столба жидкости (воды, глинистого раствора) с добавкой ПАВ, находящейся над столбом пены в скважине, должно быть выше величины упругой энергии пены.

Для выполнения этих условий рекомендуется образовать двухфазную пену следующего компонентного состава: поверхностно-активное вещество, стабилизатор, хлористый кальций.

Указанные компоненты предварительно растворяются в воде, а затем перед закачкой в скважину приготовленный водный раствор вспенивают.

Результаты лабораторных исследований устойчивости пены, приготовленной на основе водных растворов ОП -10, стабилизатора КМЦ - 600 и хлористого кальция, Предоставлены в таблице - 5.4

Таблица 5.4-компонентный состав пен

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Концентрация  Хлористого  Кальция,% | Концентрация  КМЦ-600,% | Устойчивость пены (с/см3) при концентрации  ОП - 10,% | | | |
| 0,5 | 0,8 | 1,0 | 1,5 |
| 20 | 0  0,5  1,0  1,5 | 5,1  9,1  21,5  47,6 | 5.0  12,5  21,2  37,0 | 4,8  12,1  20,6  32,4 | 4,0  12,7  19,2  24,7 |
| 30 | 0  0,5  1,0  1,5 | 6,3  18,9  35,0  59,4 | 8,5  15,8  30,2  52,6 | 7,6  21,3  30,0  49,1 | 8,01  17,3  29,4  41,9 |
| 40 | 0  0,5  1,0  1,5 | 13,3  17,4  38,7  58,0 | 12,1  18,0  50,0  87,5 | 10,0  18,5  43,5  63,1 | 16,6  17,0  40,0  66,4 |

Устойчивость пены определяли по методике ВНИИ.

При концентрациях хлористого кальция наибольшая устойчивость пены получается при 0,5 - 0,8% -ой концентрации ОП - 10 и 1,0 - 1,5% -ной стабилизатора КМЦ - 600.

В связи с этим пену можно создать как при 20% -ной концентрации хлористого кальция, так и при 30 - 40% -ной в зависимости от величины пластового давления.

Если пласт давление составляет 0,8 и ниже гидростатического, двухфазную пену можно образовать с концентрацией хлористого кальция 20%. При пластовом давлении 0,8 - 1,0 гидростатического концентрацию хлористого кальция можно принять равной 30 - 40%.

При степени аэрации 30 - 40 в нормальных условиях можно образовать двухфазную пену плотностью 1,0 г/см3. Приготовленная таким образом двухфазная пена, заполняющая нижнюю часть колонны, предохранит призабойную зону пласта от попадания в ней воды в процессе всего периода перфорации.

Частично проникающая в пласт двухфазная пена не оказывает отрицательного влияния на проницаемость коллектора, пена указанного компонентного состава будет содействовать частичной очистке призабойной зоны в процессе вызова притока жидкости (газа) из пласта.

Рекомендуемый способ перфорации эксплуатационной колонны имеет следующие преимущества:

возможность регулирования давления на забое скважины в широком диапозоне; достигается это путем изменения степени аэрации и объеьма пены, помещаемой в нижней части эксплуатационной колонны;

предотвращение попадания в призабойную зону пласта жидкости (глинистого раствора, воды) в процессе перфорации колонны.

Скважина имеет глубину 2500 м, пластовое давление составляет 0,8 гидростатического, коллектор песчано-алевритовый с содержанием набухающих глинистых веществ. Пласт вскрывали бурением с применением глинистого раствора. По соседним скважинам установлено, что приток жидкости из пласта начинается только после замены столба глинистого раствора водой и снижения уровня воды в скважине на 800 - 1000м.

Учитывая возможность проникновения в пласт после его вскрытия перфорацией некоторого количества двухфазной пены, примем, что закачанный объем пены в стволе скважины должен занимать в нижней ее части высоту 500 - 600м. Принимая диаметр эксплуатационной колонны равным 146 мм и степень аэрации 40, можно определить количество водного раствора ПАВ и воздуха для получения заданного объема пены.

Столб двухфазной пены в нижней части скважины высотой 600м будет испытывать давление столба жидкости, находящейся над пеной, равное 140 кгс/см2. При степени аэрации а = 40 объем воздуха, приходящийся на 1м3 пенообразующего раствора при этом давлении, составит 40: 140=0,3м3.

Объем ствола скважины высотой 600 м при диаметре колонны 146 мм составит 8 м³. Для получения такого объема пены необходимо закачать в скважину 6,5 м³ пенообразующей жидкости и (8-6,5) \*140+360 м³ воздуха. Среднюю плотность пены на указанной глубине ориентировочно примем 0,8 г/см². Таким образом, если столб двухфазной пены высотой 600 м помещен в нижней части колоны, давление на забой скважины уменьшится всего на 12 кгс/см³, что примерно для безопасного ведения работ по периферии.

Продуктивный пласт вскрывают перфорацией при заданных условиях в следующем порядке.

До перфорации скважину промывают до забоя и насосно-компрессорные трубы устанавливают на уровне предполагаемых нижних перфорационных отверстий.

Предварительно готовят водный раствор ПАВ указанного компонентного состава. Объем водного раствора ПАВ принимаем равным 35 м³; 8 м³ этого объема предназначенного для приготовления пены, 26,5 м³ применяют в качестве буферной жидкости, которая во время перфорации должна находиться в скважине над двухфазной пеной.

Из емкости насосом водный раствор ПАВ в качестве первой порции буферной жидкости по линии подают в насосно-компрессорные трубы. Объем водного раствора ПАВ (первой порции буферной жидкости) принимают равным 9 м³. Вытесняемую из кольцевого пространства скважины жидкость по линии отводят в отдельную емкость

Затем в скважину закачивают заданный объем двухфазной пены. Для получения более устойчивой пены используют аэратор. Насос нагнетает водный раствор ПАВ, поступающий из емкости, в наружную трубу аэратора, воздух поступает во внутреннюю перфорированную трубу аэратора от компрессора. По линии пена поступает в насосно-компрессорные трубы; вытесняемая при этом жидкость из кольцевого пространства также поступает в отдельную емкость.

После закачки в насосно-компрессорные трубы заданного объема двухфазной пены вновь закачивают жидкость (воду или глинистый раствор) до выравнивания давлений в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве.

После выполнения операций по созданию в нижней части колонны столба двухфазной пены и буферной жидкости из скважины извлекают насосно-компрессорные трубы и приступают к работам по вскрытию пласта перфорацией.

Аналогичным образом можно вскрывать перфорацией продуктивные объекты, пластовое давление в которых намного ниже гидростатического. В этих условиях перед перфорацией в скважине помещают двухфазную пену с высотой степенью аэрации (50-60), а столб ее достигает максимума. Величины, над которым находится водный раствор поверхностно-активного вещества, который сохраняет равновесное состояние упругой системе и тем самым предотвращает самоизлив пены из скважины.

Если в процессе перфорации наблюдается снижение уровня, то в скважину закачивают набольшими порциями водный раствор поверхностно-активного вещества для сохранения статического уровня. Проникновение некоторого кол-ва пены в призабойную зону пласта, как уже отмечалось, не ухудшает его фильтрационных свойств.

Оборудование для вскрытия пласта

При вскрытии продуктивных пластов с применением пен используют следующее дополнительное оборудование: передвижные компрессоры, установку по разрушению пены, герметизирующее устройство устья скважины (вращающийся превентор), аэратор, обратный клапан, устанавливаемый в бурильных трубах, емкости для хранения и приготовления растворов ПАВ, приборы для замера расхода жидкости и воздуха (ДП-430).

Для образования пены следует применять передвижные компрессорные установки: УКП-80, КПУ-16/100, КПУ-16/250, ДКС-7/200.

Число компрессоров определяется расходом жидкости и степенью аэрации. Для бесперебойной работы необходимо иметь резервный компрессор.

В таблице 5.5 дана характеристика применяемых компрессоров.

Для образования пены можно применять также природный газ высокого давления и азот.

Таблица 5.5

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка  Компрессора | Подача,  М3/мин | Давление нагнетания КГС/см2 | Число ступеней  Сжатия | Габаритные размеры,  м | Масса,  Кг | Тип  станции |
| УКП-80  КПУ-16/100  КПУ-16/250  ДКС-7/200 | 8  16  16  7 | 80  100  250  200 | 4  4  5  5 | 6,62,592,87  113,143,65  10,93,143,65  8,642,853,74 | 16.100  28.000  28.500  19.900 | Прицеп  Самоходная  на автомашине  КРАЗ-255Б |

Установка по разрушению пен.

Замкнутая циркуляция пенообразующего раствора при вскрытии пласта с применением пен осуществляется путем разрушения ее в установке конструкции Укр НГГГГГаза. Принцип действия установки основан на дросселировании через клапан и вакуумировании потока пены, выходящего из скважины. Установка обеспечивает разрушение пены при расходе пенообразующего раствора до 30 л/с и степени аэрации до 80, при этом газосодержание пены снижается до 6-8%.

Установку рекомендуется располагать как можно ближе к скважине, при этом дегазированный пенообразующийся раствор необходимо сливать в ёмкость. Устье скважины соединяется с сепарационной камерой при помощи трубопровода диаметром 114 мм. Чтобы направить поток пены мимо установки в случае ее отказа в работе, монтируют отводную линию, направленную в земляную емкость.

Для создания безопасных условий работы буровой бригады и твода пены на установку по разрушению устье скважины оборудуют герметизирующим устройством.

Для герметизации устья скважины можно применять вращающиеся превенторы типа ПВ-156\*320, ПВ-230\*10, ПВ-307\*10.

В таблице 5.6 приведена краткая техническая характеристика вращающихся превенторов.

Таблица 5.6

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Техническая  хар-ка | ПВ-156\*320 | ПВ-230\*320 | ПВ-230\*10 | ПВ-307\*10 |
| Рабочее давление, кгс/см² | 320 | 320 | 10 | 10 |
| Диаметр приходного отверстия, мм | 156 | 230 | 230 | 307 |
| Наружный диаметр патрона, мм | 380 | 510 | 360 | 360 |
| Частота вращения ствола, о/мм: | 100 | 100 | 120 | 120 |
| Габаритные размеры, мм:  Высота  Длина  ширина | 1400  770  560 | 1525  680  875 | 1100  690  670 | 1100  690  670 |
| Масса превентора, кг | 900 | 1300 | 440 | 480 |

В климатических условиях Приразломного месторождения данный вид работ можно производить только в летний период. Поэтому рассмотрим и просчитаем приемлемые для наших условий варианты вторичного вскрытия пласта.

## 5.4 Влияние типа и видов перфорации на коэфициент продуктивности скважины и отбор - вытеснения нефти в системе разработки

При вторичном вскрытии пласта на Приразломном месторождении как на любом другом важно знать:

1 влияние растворам глушения на призабойную зону пласта (ПЗП).

2 влияние тампонажного раствора при цементаже обсадной колонны на призабойную зону пласта.

влияние бурового раствора при первичном вскрытие пласта на призабойную зону пласта.

вид, тип и плотность перфорации для вторичного вскрытия пласта.

физико-химическое воздействие на ПЗП после вторичного вскрытия.

И если по первым трём пунктам принимается определение технологическое решение, то 4 и 5 пункт находится в состоянии отсутствия правильных технологических решений, в следствии чего приёмистость или приток по прослоях с различной проницаемостью оставляет погребённым значительное количество нефти, неравномерного вытеснения или неравномерных отборов. Поэтому рассмотрим эти пункты подробно.

Типы перфорации бывают следующие:

Пулевая

Сверлящая

Кумулятивная

Торпедная

Пескоструйная

Каждая из них обладает своими особенностями.

Виды кумулятивной перфорации бывают:

1 корпусные и безкорпусные;

2 одноразовые и многоразовые;

перфораторы разрушающиеся;

перфораторы спускаемые на трубах НКТ и на геофизическом кабеле.

Каждая перфорация характеризуется своими особенностями: диаметром перфорационного канала, его длиной, соотношениями:

(5.1)



Основные типы и виды перфорации применяемые на Приразломном месторождении приводятся ниже.

По Приразломному месторождению в последние годы наблюдаются резкое обводнение продукции не согласующиеся с расчётным проектным.

Проведём анализ по вторичному вскрытию пласта.

Для пластов БС4-5 коэффициент проницаемости меняется от 1 мД. До 100 мД. в зависимости от геофизической характеристики пласта относительной амплитуды собственных потенциалов, которая в свою очередь зависит от глинистости коллектора) принимаем плотность перфорации от 10 отверстий на метр при до 20 отверстий при . Считалось, что двойное увеличение плотности перфорации равноценно аналогичному уменьшению коэффициента проницаемости.



Простой расчёт по методике, предложенный В.И. Щуровым с использованием его графиков (рисунки 5.1-5.3) приводит к следующим результатам:

1 рассчитаем при плотности перфорации 5-10 отверстий на метр сверлящим перфоратором ПС - 112; данные возьмём из двух прослоев с проницаемостями 35 мД и 70мД соответственно:



примем, что пористость меняется в этом случае незначительно



длина канала перфорации:

l01=l02=2cм

диаметр перфорационного канала:

d01=d02=12мм

мощность пласта:

N1=N2=13м

Диаметр скважины:

Д1=Д2=216мм

Поскольку на Приразломном месторождении пласт БС4-5 полностью нефтенасыщен, коэффициент несовершенства скважин по степени вскрытия будет равен 0 С1=0; график Щурова (приложении).

Определим С2 коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия)

Определим



график Щурова. Определим

(пД) 1=10 0,216=2,16;

(пД) 2=5 0,216=1,08;

определим



определим (С2) 1=10

определим (С2) 2=18

Посчитаем относительный дебиты для пластов одинаковой толщины, то есть это будет коэффициенты показывающие в каких пластах идёт более интенсивный отбор при данном виде перфорации



(5.2)



то есть наименьшее проницаемый пласт будет выработан на 0,74 в то время как более проницаемый пласт вырабатывается в 1: 0,74=1,36 раза быстрее.

Как результат и вытеснение будет более интенсивно проходить в более проницаемом пласту, который за тем станет обводнённым.

Посчитаем ту же задачу для перфоратора ПС-103-технические характеристики следующие: диаметр отверстия d0=5мм=0,5см; длина перфорационного канала l0=10-12cм мощность пласта h=13м; диаметр скважины Д. =0,216м



Из графика Щурова следует

(С2) 1=1,6; (С2) 2=3

для данного вида перфорации

Следовательно, в плохо проницаемом пласту вытеснение или отбор нефти будет происходить медленее в 1/0,58 =1,7раза. Сделаем расчёт для перфоратора ПКСЛУ-80 со следующими техническими данными: d0=7мм=0,7см; длина перфорационного канала l0=21-22cм мощность пласта h=13м; диаметр скважины Д. =0,216м. Плотность перфорации:



Из графика Щурова следует

(С2) 1=0; (С2) 2=0,8

(5.3)



то есть и в этом случае вытеснение или отбор идёт значительно хуже в слоях низкой проницаемостью 1/0,56=1,85раза.

Поэтому и происходит на Приразломное месторождение обводнение по прослоям с более высокой проницаемостью.

Для каждого конкретного случая следует подбирать вид перфоратора и плотность перфорации, которая соответствовала бы равномерным отборам - вытеснением по всем прослоям.

В настоящие время появились более мощные перфораторы:

RDX-DR - фирмы Шлюмберже