

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ**

Москва 2022 г.

ВВЕДЕНИЕ

Методические рекомендации по подсчету запасов залежей сверхвязкой нефти (далее – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477, рекомендуются к применению при выполнении подсчета запасов залежей, содержащих нефть вязкостью 10000 мПа*с и более в пластовых условиях (далее – СВН) и плотностью до 1000 кг/м³, включая, но не ограничиваясь СВН, отнесенными к трудноизвлекаемым полезным ископаемым, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 19.09.2020 № 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых», в связи с особенностями их геологического строения, и не распространяются на другие виды углеводородного сырья, в том числе смолы, асфальтены, битумы, кероген. Оценка ресурсов СВН в данных Методических рекомендациях не рассматривается.

Методические рекомендации являются дополнением к действующим Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477, утвержденным распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (далее – Методические рекомендации по применению Классификации запасов).

В процессе изучения месторождений СВН соблюдаются этапы и стадии геологоразведочных работ, выполняются все требования к их полноте и качеству, осуществляется рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, проводится постадийная геолого-экономическая оценка результатов работ. Изученность объектов подсчета обеспечивается комплексностью работ по геологическому изучению недр: сейсморазведочные работы, данные геофизических исследования скважин, результаты исследований керна и проб пластовых флюидов.

В настоящих Методических рекомендациях по подсчету запасов СВН изложен алгоритм подсчета геологических запасов нефти объемным методом, а также извлекаемых запасов на основе технико-экономических расчетов и/или с использованием экспертных оценок.

Методические рекомендации разработаны с целью совершенствования методических подходов при определении подсчетных параметров, выделении площадей категорий запасов и подсчета их количества, созданию цифровых геологических моделей и проведению государственной экспертизы.

Порядок подготовки и оформления геологических материалов и их использование при подсчете запасов СВН регламентируется требованиями к составу и правилам оформления материалов, определяемыми Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, в соответствии с пунктом 9 постановления Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение».

Материалы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения СВН включаются в технические проекты разработки месторождения углеводородного сырья, подготовленные в соответствии Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденными приказом Минприроды России от 20.09.2019 г. № 639 (далее – Правила проектирования УВС).

Работа по подготовке «Методических рекомендаций по подсчету запасов месторождений СВН» выполнены авторским коллективом по поручению ФБУ «ГКЗ» под руководством А.Н. Шандрыгина (от ФБУ «ГКЗ»: Н.И. Базаревская, А.И. Бакиров, Н.С. Гатиятуллин, Е.Р. Чухланцева, А.В. Шубина; от научных и производственных организаций: М.А. Басыров, А.П. Бачков, С.И. Билибин, С.Е. Войтович, Н.В. Дорофеев, А.В. Дубова, Т.Ф. Дьяконова, К.Е. Закревский, Г.Ю. Кобзарев, Г.В. Лубяницкий, С.М. Минибаева, А.В. Плотников, К.В. Пчела, В.Р. Сыртланов, А.В. Фомкин, А.Б. Фукс).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1. На территории Российской Федерации значительные запасы СВН сосредоточены в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях.
2. СВН генетически представляют собой в различной степени дегазированные, потерявшие легкие фракции, вязкие, полутвердые естественные производные нефти. Они являются продуктами гипергенных изменений обычной нефти и характеризуются как высокосмолистые (содержание смол и асфальтенов более 15%), высокосернистые (содержание серы более 3%).
3. СВН характеризуются содержанием металлов в промышленных концентрациях, в том числе пятиокиси ванадия и никеля, что позволяет рассматривать месторождения СВН не только как источник мономинерального сырья для получения нефти и продуктов ее переработки, а и как источник поликомпонентного сырья.
4. Залежи СВН сосредоточены на глубине 50-500 метров. Для залежей СВН характерно сложное геологическое строение, которое выражается, в том числе в неравномерном насыщении пласта-коллектора, присутствии внутри залежей водоносных пропластков, нечеткой выраженности водонефтяного контакта (далее – ВНК).

2. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ СВН И ПОПУТНЫХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

2.1 Метод подсчета запасов

5. Основным методом подсчета геологических запасов СВН является объемный метод:

$$Q_{\text{н}} = F \cdot h_{\text{н}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \rho, \text{ где:}$$

- $Q_{\text{н}}$ – геологические запасы нефти, тыс. т,
 F – площадь залежи или части залежи, тыс. м²,
 $h_{\text{н}}$ – нефтенасыщенная толщина, м,
 $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, д.ед.,
 $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.,
 θ – пересчетный коэффициент, д. ед,
 ρ – плотность нефти, т/м³.

6. Подсчет геологических запасов СВН осуществляется на основе построения 2D или 3D геологической модели залежи отдельно по полигонам, в том числе по категориям запасов, распределенному и нераспределенному фонду недр, субъектам РФ.

2.2 Выделение подсчетных объектов

7. Объектами подсчета запасов СВН являются нефтенасыщенные проницаемые интервалы, в которых нефть находится в изначально связанном (нетекучем) состоянии и петрофизические свойства которых позволяют получать промышленные притоки нефти после проведения паротепловых, химических или других методов стимуляции притоков.
8. Выделение подсчетных объектов проводится в соответствии с Методическими рекомендациями по применению Классификации запасов.

2.3 Использование данных сейсморазведочных работ для подсчета запасов СВН, построение структурного каркаса

9. Структурные построения, а также проектирование, обработка и комплексная интерпретация данных сейсморазведки для залежей СВН осуществляется в соответствии с Методическими рекомендациями по использованию данных сейсморазведки (2Д, 3Д) для подсчета запасов, Ампилов Ю.П. [и др.]. Москва, 2006 г., УДК: 553.98.2.048 (согласованы с ГКЗ Роснедра, Минприроды России).

10. При неглубоком залегании залежей СВН (до 300 м), а также наличии возможности их параметризации с последующим построением геологических моделей, структурные построения проводятся по данным бурения, в том числе структурного. Рекомендуемый шаг изолиний на структурных картах составляет 2-5 м.

11. При отсутствии возможности достоверной параметризации ловушек/залежей СВН только по материалам бурения в связи с недостаточным количеством пробуренных скважин, в зависимости от глубин залегания продуктивных пластов СВН, используются результаты сейсморазведочных работ в следующих модификациях:

- до 100 метров - инженерная сейсморазведка МОГТ-2D или МПВ;
- 100 м и более - площадная сейсморазведка МОГТ-2D или пространственная сейсморазведка МОГТ-3D.

Структурная карта по кровле продуктивного пласта строится по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ методом схождения.

12. В качестве целевых поверхностей структурно-тектонических моделей принимаются отражающие горизонты, совпадающие со стратиграфическими уровнями целевых интервалов разреза, или отражающие горизонты, совпадающие с поверхностями коллекторов продуктивных пластов (при наличии такого совпадения).

13. Литолого-фациальные карты продуктивных интервалов разреза строятся по результатам комплексной интерпретации сейсмических атрибутов совместно с материалами бурения, геофизических исследований скважин (далее – ГИС) и результатами керновых исследований, являющимися основой для прогнозирования зон выклинивания/замещения коллекторов (при наличии возможных связей атрибутов сейсмической записи с литотипами разреза).

14. Результаты динамического анализа по прогнозированию коллекторов и их свойств (коэффициентов пористости K_p , эффективных толщин $H_{эф}$) используются на основе выявленных связей наиболее информативных атрибутов сейсмической записи с параметрами коллекторов по материалам бурения, ГИС и керновых исследований (при наличии таких связей).

2.4 Обоснование водонефтяного контакта и определение границ залежей СВН

15. Положение ВНК определяется по результатам испытаний скважин в колонне и по данным ГИС. При отсутствии притоков пластовой воды принимается условный подсчетный уровень (далее – УПУ) по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка коллектора, определенного по данным ГИС или по нефтенасыщенному керну.

При определении ВНК/УПУ следует учитывать, что получение при испытаниях безводных притоков нефти из залежей СВН затруднено, так как притоки возможно получить только при прогреве пласта паром, что приводит к получению притока нефти с конденсированной водой.

16. В случае сложной поверхности ВНК/УПУ строится карта поверхности контакта в соответствии с рекомендациями, приведенными в пункте 67 настоящих Методических рекомендаций.

17. Внешний контур нефтеносности определяется путем пересечения поверхности ВНК/УПУ и структурной карты по кровле коллектора рассматриваемого пласта.

18. С целью учета технологических ограничений по суммарной эффективной нефтенасыщенной толщине, значение минимальной эффективной нефтенасыщенной толщины (далее – $h_n^{\text{мин}}$), которая позволяет вовлечь запасы СВН в разработку, обосновывается пользователем недр самостоятельно.

Запасы СВН и подсчетные параметры рассчитываются как в целом по залежи, так и в пределах участков залежи с эффективной толщиной большей $h_n^{\text{мин}}$.

На государственном балансе запасов полезных ископаемых учитываются запасы СВН, подсчитанные в пределах участков залежей, в которых значения эффективной нефтенасыщенной толщины превышают $h_n^{\text{мин}}$.

2.5. Определение нефтенасыщенных толщин по данным ГИС и керна

2.5.1. Особенности определения петрофизических подсчетных параметров коллекторов

19. При определении количественных критериев выделения коллекторов в разрезах скважин на залежах СВН следует учитывать, что из-за низких пластовых температур (8-10⁰С) и давлений (0,5 МПа), при которых СВН находится в статическом состоянии, оценить подсчетные параметры по керну для пластовых условий невозможно. При этом стандартные условия (Т=20⁰С, Р=0,1 МПа) характеризуются более высокой температурой и меньшим давлением, чем в пластовых условиях, что является обратным соотношением по сравнению с месторождениями легкой нефти¹.

20. Допускается определение подсчетных параметров по керну и ГИС для подсчета геологических запасов залежей СВН с использованием приобретенного опыта недропользователей по оценкам граничных значений коллекторов и методикам определения подсчетных параметров при представлении дополнительного обоснования используемых методик.

¹ Для месторождений с легкими нефтями подсчетные параметры, определяемые по петрофизическим исследованиям и данным ГИС, оцениваются для стандартных (атмосферных) и термобарических (пластовых) условий залегания продуктивных объектов, при этом для пластовых условий характерными являются более высокие температура и давление по сравнению со стандартными. При пластовых (статических) условиях без внешнего воздействия на пласт параметры коллекторов (K_p , K_{pr} , K_n) и плотность нефти характеризуются более низкими величинами, чем при стандартных условиях. Исследования керна в лаборатории выполняются для стандартных и пластовых условий. Для настройки показаний методов ГИС, отражающих коллекторские свойства пород в разрезе скважин, на керновые исследования для выполнения массовых послойных определений K_p и K_n по данным ГИС используются петрофизические параметры, получаемые в пластовых условиях.

2.5.2. Физико-литологическая характеристика коллекторов по керну. Петрофизическое обоснование интерпретации ГИС

21. При определении физико-литологической характеристики коллекторов залежей СВН по керну следует учитывать следующие особенности, обусловленные их залеганием на небольших глубинах:

а) низкая консолидация пород при формировании массива образцов керна для исследований, что повышает вероятность разрушения при выпиливании образцов стандартного размера или полноразмерных (разрушается до 30% образцов);

б) наличие в коллекторах сверхвязкой нефти, которая создает негидрофильную – гидрофобную или гетерогенную смачиваемость поверхности порового пространства в породах и требует специальных методов их изучения²;

в) минерализация пластовой воды (Св), знание которой является важным условием для получения величин коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели ГИС.

За счет большого различия значений минерализации (больше, чем на порядок) современной и реликтовой воды, удельное электрическое сопротивление (далее – УЭС) коллекторов по данным ГИС может считаться критерием обоснованности для принятия достоверного значения УЭС пластовой воды. Рекомендуется проводить теоретические расчеты УЭС, расч коллекторов с разными Св и сравнение с УЭС, факт по данным ГИС в продуктивной части и дополнительно в водоносной зоне ниже уровня ВНК.

22. На керне выполняются исследования по определению открытой пористости пород, абсолютной проницаемости, объемной и минеральной плотности, весовой нефтенасыщенности. В цикл исследований керна также рекомендуется включать изучение минерального состава скелетной фракции и цементирующего вещества, гранулометрии по фракционному составу.

23. Остаточная водонасыщенность оценивается при бурении скважин на растворе с углеводородной основой (далее – РУО) прямым методом по Заксу, при бурении на промывочной жидкости (далее – ПЖ) с водной основой – по центрифугированию, а также по капилляриметрии в системе вода-газ методами центрифугирования или полупроницаемой мембраны. Остаточная нефтенасыщенность оценивается по потере массы образца после проведения стандартной экстракции по Заксу при бурении на любом типе ПЖ, а также по коэффициенту вытеснения вода-нефть.

24. Из-за отсутствия текучести СВН в пластовых и стандартных условиях, начальная весовая нефтенасыщенность K_n , вес оценивается путем стандартной экстракции образцов керна. Значение остаточной нефтенасыщенности соответствует параметру K_n , вес по образцам керна, отобранного из подошвенной части продуктивного пласта с пониженной нефтенасыщенностью. В комплекс исследований включается также изучение электрических свойств пород при полном и частичном водонасыщении с построением зависимостей R_p - K_p и R_n - K_v при пластовых и стандартных условиях ($T_{пл}=8-10^0C$, $T_{ст}=20-23^0C$, $R_{пл}=0,1$ МПа).

25. Дополнительно к регламентным исследованиям керна, исходя из специфических особенностей строения пород, насыщенных СВН, рекомендуется выполнить исследования,

² В настоящее время действует единая стандартная технология подготовки и исследований керна, предназначенная для гидрофильных пород; для коллекторов СВН с негидрофильной смачиваемостью регламентные документы отсутствуют, что создает сложности их изучения на керне.

связанные с негидрофильной – гидрофобной или гетерогенной смачиваемостью поверхности порового пространства пород, в соответствии с пунктами 50-55 настоящих Методических рекомендаций.

26. Все стандартные и специальные исследования кернa представляются в табличных приложениях.

Результаты статистической обработки выполненных исследований представляются в виде таблиц, распределений, сопоставлений основных петрофизических параметров на рисунках и графиках в разделе «Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования кернa», в соответствии с подпунктом 11 пункта 5 Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, утвержденных приказом Минприроды России от 28.12.2015 № 564.

27. Для петрофизического обоснования интерпретации ГИС представляется информация о модели коллектора (например, терригенный коллектор преимущественно кварцевого состава высокопористый высокопроницаемый слабоглинистый, преимущественно гидрофобный или со смешанной смачиваемостью).

2.5.3. Методика интерпретации материалов ГИС

28. Рекомендуется проводить стандартные комплексы ГИС, предусмотренные РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (Москва-2001), при вскрытии разрезов на водных глинистых ПЖ, на полимерных ПЖ, на РУО, включающие стандартный каротаж с методом СП при вскрытии на водных ПЖ, методы пористости - НК, ГГК, глинистости (ГК, СГК), методы электрического сопротивления разной глубины исследования (ИК, БК, БКЗ, ИКЗ).

При выборе методов ГИС следует учитывать, что метод АК мало информативен из-за малой глубины залегания изучаемых отложений СВН.

2.5.4. Выделение коллекторов. Обоснование граничных значений и определение эффективных толщин

29. Коллекторы в разрезе выделяются по качественным геофизическим признакам и по косвенным количественным критериям. Использовать только качественные признаки для выделения коллекторов без их дополнения количественными критериями не рекомендуется.

30. Выделение коллекторов по количественным критериям в залежах СВН рекомендуется проводить по граничным значениям петрофизических параметров по керну с целью выделения коллекторов по ГИС путем сравнения параметров с динамической пористостью $K_{п,дин}$ (традиционный способ). Допускается проводить выделение коллекторов по количественным критериям в залежах СВН по граничным значениям петрофизических параметров по керну, обоснованным технологически рентабельной добычей СВН (нетрадиционный способ³), или другим значением обоснованным пользователем недр.

31. При оценке величин $K_{но}$ в коллекторах с СВН для использования в расчетах $K_{п,дин}$ с целью создания фильтрации СВН в керне и определения динамических параметров

³ Методика, разработанная ТатНИПИнефть, 1977 г.

проводятся эксперименты с повышением температуры, существенно превышающей уровни пластовой и стандартной, то есть применяется динамическое воздействие на керн/породу, отличное от естественных пластовых условий месторождения, несвойственное изучаемому объекту в статических геологических условиях.

Для расчета $K_{п,дин}$ рекомендуется использовать среднее (стабильное) значение $K_{но}$, полученное по вытеснению нефти водой при тепловом воздействии, что характеризует возможность достижения этих величин на месторождении СВН. При стабилизации значение $K_{но}$ равно 30-40%, при этом значения $K_{но}$ по коэффициенту вытеснения подтверждаются величинами минимального весового содержания нефти по результатам стандартной экстракции в пределах $K_{н,вес,мин}=2,5-5\%$, что соответствует объемному содержанию $K_{н,мин}=22-45\%$.

Значения $K_{но}$, полученные при стабилизации значения $K_{выт}$ в эксперименте с нагревом системы (например, рис. 1) или по результатам пересчета из весового минимального содержания нефти в объемное, могут использоваться при подсчете геологических запасов для выделения коллекторов, оценки минимального значения $K_{н}$ для ограничения залежи СВН по ВНК/УПУ. Дальнейшее увеличение $K_{выт}$ и снижение $K_{но}$ возможно при комплексном использовании температурного и химического воздействия на объект СВН, при этом потребуются уточнение величины геологических запасов на следующих этапах изучения месторождения.

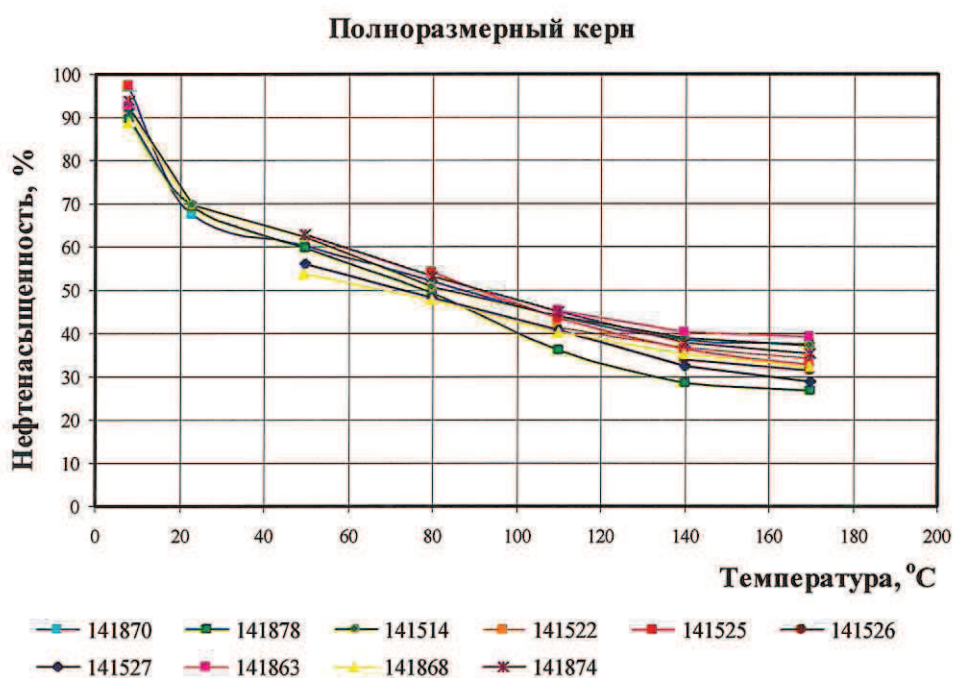


Рисунок 1. Динамика снижения остаточной нефтенасыщенности при тепловом воздействии для образцов полноразмерного керна⁴

(Представлен график изменения величин $K_{но}$, рассчитанных из значений $K_{выт}$, с изменением температуры по результатам изучения керна. Повышение температуры производилось в широком диапазоне — от стандартной 18-20⁰C до 170-250⁰C и выше. Эксперименты проводились при ступенчатом повышении температуры с замерами вязкости нефти, текущих значений $K_{но}$ и $K_{выт}$. При достижении температуры в области 100-120⁰C

⁴ По данным Ярегского месторождения

график $K_{но}-T$ выполняется и значение $K_{но}$ остается постоянным при дальнейшем повышении температуры нагрева).

Результаты исследования керна по вытеснению нефти водой при ступенчатом изменении температуры должны быть представлены в разделе «Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна», в соответствии с подпунктом 11 пункта 5 Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, утвержденных приказом Минприроды России от 28.12.2015 № 564.

32. Традиционный способ выделения коллекторов и определения $N_{эфф}$ по $K_{п,гр}$ с использованием для расчета $K_{п,дин}$ значения $K_{но}$ при стабилизации $K_{выт}$ с изменением температуры рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

- оценивать $K_{н,мин,вес}$ по результатам стандартной экстракции образцов из зоны пониженной нефтенасыщенности, определяемой по ГИС по снижению УЭС коллекторов к подошве пласта;
- по результатам исследования керна получить уравнение для пересчета $K_{н,вес}$ в $K_{н,об}$, с учетом плотности нефти;
- пересчитывать значение $K_{н,мин,вес}$ в значение $K_{н,мин,об}$ с учетом плотности собственной нефти и породы, значение которого приравнять к величине $K_{но}$;
- рассчитывать для каждого месторождения $K_{п,дин}$ с оценками $K_{во}$ прямым способом по Заксу или по капилляриметрии на образцах керна;
- оценивать $K_{п,гр}$ и $K_{пр,гр}$ традиционным путем по сопоставлениям $K_{п}-K_{п,дин}$, $K_{пр}-K_{п,дин}$ при равенстве нулю значения $K_{п,дин}$ ($K_{п,дин}=0$) по исследованиям керна;
- выделять коллекторы по критерию $K_{п}>K_{п,гр}$ по результатам определения пористости по методам ГИС.

Обоснование граничных значений $K_{п,гр}$ и $K_{пр,гр}$ по сопоставлениям $K_{п}$ и $K_{пр}$ с $K_{п,дин}$ по керну представляется в виде графиков и рисунков.

33. При нетрадиционном способе определения граничных значений петрофизических параметров для выделения коллекторов в разрезе скважин основным кондиционным критерием является минимальное промышленное содержание нефти в породе – значение весовой нефтенасыщенности $K_{н,мин,вес}$, определяемое по результатам стандартной экстракции керна как отношение массы извлеченной из образца нефти к общей массе нефтенасыщенного образца. Средняя величина $K_{н,мин,вес}$ по образцам керна из зоны пласта с пониженной нефтенасыщенностью составляет 4,5%. Указанное минимальное значение соответствует объемному значению коэффициента нефтенасыщенности $K_{н,мин,об}=30-40\%$ при пересчете из массового содержания в объемное с учетом плотности флюидов и породы.

Величина $K_{н,мин,вес}$ соответствует минимальному значению $K_{п}$ по результатам исследования керна и полученному уравнению $K_{п}-K_{н,вес}$, равному 18%. Это значение $K_{п}$ принимается за второй критерий – граничное значение $K_{п,гр,ср}=18\%$ и используется для выделения коллекторов и оценки $N_{эфф}$.

2.5.5. Оценка характера насыщенности коллекторов. Нефтенасыщенные толщины

34. Для залежей, подстилаемых пластовой водой, выделение нефтенасыщенных толщин в изучаемых отложениях с СВН производится традиционным способом с оценкой

характера насыщенности нефть-вода по граничному значению удельного электрического сопротивления по ГИС (далее – УЭС,гр).

В продуктивном пласте сверху вниз к подошве нефтенасыщенные песчаники сменяются на частично промытые водой и почти полностью водоносные – с $K_{но}=20-40\%$. Для оценки граничного значения УЭС,гр нефть – вода и установления зоны неоднозначной насыщенности Н+В (нефть+вода) строятся сопоставления УЭС-Кп по данным ГИС по прослоям с результатами испытаний с получением притоков нефти, воды при естественном режиме при паротепловом воздействии.

35. Для залежей СВН, характеризующихся отсутствием водонасыщенных интервалов при первичном вскрытии залежей до начала разработки и все коллекторы которых являются нефтенасыщенными, при оценке характера насыщенности коллекторов рекомендуется учитывать следующие особенности:

- неколлекторами в терригенных разрезах залежей СВН являются глинистые прослои и уплотненные крепко сцементированные песчаники, которые с высокой степенью достоверности выделяются по комплексу ГИС;

- коллекторы в песчаных пачках залежей СВН представлены песчаниками разной степени зернистости и уплотненности с межзерновым типом порового пространства;

- трехчленное строение продуктивной песчаной пачки: от кровли пласта к подошве происходит постепенный переход крупно-среднезернистых песчаников средней плотности, крепости и высокой нефтенасыщенности к мелкозернистым песчаникам с пониженной нефтенасыщенностью (изменение характеристики разреза пласта отмечается при описаниях керна и видно по показаниям методов ГИС);

- снижение степени зернистости коллекторов приводит к уменьшению радиуса поровых каналов и увеличению доли связанной воды и, следовательно, к снижению УЭС, что часто трактуется как появление водонасыщенного коллектора и уровня ВНК в подошвенной части пачки. Но так как притоков пластовой воды не получено, то подошва нефтенасыщенной части песчаной пачки со сниженными фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС) является УПУ.

36. Подошва нефтенасыщенной песчаной пачки СВН при переходе к нижележащему геологическому объекту отбивается по повышению показаний ГК, понижению значений БК и $K_{СПЗ}$, что согласуется с граничным значением пористости «коллектор-неколлектор» $K_p < K_{п,гр}$.

37. Выделение кондиционных нефтенасыщенных толщин в песчаной пачке производится после определения подсчетных параметров K_p , K_n по ГИС и керну – по количественным критериям «коллектор-неколлектор» – $K_{п,гр}$, $K_{но}$. В большинстве случаев эффективная нефтенасыщенная толщина равна общей толщине продуктивного пласта от кровли продуктивного коллектора до подошвы залежи при отсутствии уплотненных или глинистых прослоев. При наличии между продуктивными интервалами прослоев с пористостью менее $K_{п,гр}$, такие прослои исключаются из эффективной толщины продуктивного пласта.

2.6 Определение коэффициента пористости и проницаемости

38. Стандартный комплекс ГИС структурных скважин включает методы электрометрии (стандартный каротаж СП+ $K_{СПЗ}$, ИК, БК, БКЗ), каверномер и радиоактивные методы (ГК и однозондовый НК). Комплекс ГИС поисковых и разведочных скважин является

расширенным и включает дополнительно к стандартному комплексу радиоактивные методы ГТК и КНК (компенсированный нейтронный каротаж), многозондовые электрические методы БК, ИК.

При исследованиях ГИС в структурных скважинах малого диаметра (0,093-0,143 м) старого фонда определение общей или открытой пористости основано на наличии единственного метода пористости в комплексе – показаниях однозондового прибора нейтронного метода НК. В современных структурных скважинах в комплекс ГИС включены методы ННКт и ГТКп, применяемые для определений пористости.

Расширенный комплекс ГИС, выполняемый в глубоких скважинах при транзите объекта СВН с номинальным диаметром не менее 0,190 м, включает исследования двухзондовым нейтронным методом КНК и гамма-гамма-плотностным методом ГТК.

Использовать показания акустического метода АК, входящего в расширенный комплекс ГИС, для определения пористости на изучаемых месторождениях СВН не рекомендуется из-за неглубокого залегания целевого объекта, с чем связано недостаточное уплотнение пород для получения достоверных значений интервального времени, а также с неясностью влияния СВН со значительным объемом тяжелых компонент на показания АК, что в сумме с низкой уплотненностью пород создает высокие значения интервального времени, превышающие 320-370 мкс/м.

39. При определениях пористости по показаниям однозондовой аппаратуры нейтронного метода используется способ двух опорных пластов или способ статистической эталонировки в изучаемом интервале с минимальными показаниями в покрывающих глинах и максимальными показаниями в уплотненных песчаниках продуктивного горизонта. В песчаниках СВН показания НК зависят как от минерального состава скелета (кварцевые с небольшой долей полевых шпатов), глинистости и минерального состава глинистого цемента, так и от содержания битумов в СВН, приводящих к снижению интенсивности вторичного излучения НК и повышению водородосодержания. Формула расчета открытой (общей) пористости включает указанные компоненты:

$$K_n = K_{n,n} - K_{гл} * W_{гл} + W_{лит} - K_{бит} * W_{бит}, \text{ где}$$

K_n – коэффициент открытой пористости;

$K_{n,n}$ – нейтронная пористость;

$K_{гл}$ – глинистость;

$W_{гл}$ – содержание связанной воды в глинистой фракции;

$W_{лит}$ – поправка за литологию является аппаратурно зависимой и учитывает состав исследуемого коллектора (долевое содержание кварца и полевых шпатов, так как коллектор терригенный с преимущественным содержанием кварца);

$K_{бит}$ – содержание битума в поровом пространстве, определяемое по фракционному составу СВН;

$W_{бит}$ – водородосодержание битума равное 0,6 д.ед.

40. Нейтронная пористость $K_{n,n}$ для скважин малого диаметра определяется по специальным палеткам для определенного типа аппаратуры и номинального диаметра скважины в зависимости от двойного разностного параметра НК, рассчитанного с учетом пористости в плотном опорном пласте с $K_n=3-5\%$ и в покрывающих глинах в зависимости от размыва ствола скважины – $K_{n,n}$ от 25 до 50%. Для скважин с диаметрами более 0,190 м

нейтронная пористость оценивается общепринятым способом с использованием двойного разностного параметра показаний НК по двум опорным пластам.

41. Глинистость определяется по показаниям ГК по способу двух опорных пластов с максимальными значениями естественной радиоактивности в покрывающих глинах (при условии отсутствия их размыва) и чистом коллекторе или плотном неглинистом песчанике в изучаемом интервале. Зависимость двойного разностного параметра ГК от $S_{гл}$ (или $K_{гл}$) берется по методу В.В. Ларионова для древних пород с привязкой к максимальной глинистости опорных глин, которая меняется в диапазоне 0,6-0,9. Глинистость в песчаной продуктивной пачке СВН составляет не более 5%⁵.

42. Водородосодержание глин зависит от минералогического состава глинистого цемента коллекторов изучаемого горизонта и оценивается в соответствии с приведенными сведениями в справочных источниках: для глин гидрослюдистого состава $W_{гл}=0,30$, для каолинитового состава $W_{гл}=0,20$, для полиминерального глинистого цемента $W_{гл}=0,25$. Минеральный состав глинистого цемента должен быть приведен в табличном виде для расчета водородосодержания цемента.

43. Поправка за литологию со знаком «+» для терригенной породы является аппаратурно-зависимой. Величины поправок меняются в пределах от 3%^{abc} до 5%^{abc} для практически чисто кварцевых пород.

44. Битумосодержание в поровом пространстве влияет на снижение показаний НК и определяется в среднем по фракционному составу нефти. Содержание битумоидов в СВН составляет 8-10%.

45. При расчетах пористости по нейтронному методу необходимо учитывать поправку за битумосодержание (водородный индекс битума равен 0,6). При содержании битума 10-12% и нейтронной пористости 30% поправка будет составлять 3-4%^{abc} (со знаком «минус» при расчете открытой пористости по НМ).

46. Нейтронная пористость по результатам замеров двухзондовой аппаратурой определяется методом компенсационного нейтронного каротажа (КНК). Обязательным этапом работы с записью кривой суммарного водородосодержания W_n после автоматического введения поправок за скважинные условия и перехода к кривой нейтронной пористости $K_{п,n}$, является проверка качества кривой $K_{п,n}$ по опорным пластам в глинах (25-50% в зависимости от размыва ДСКВ) и плотных прослоях (3-5%).

При необходимости в кривую нейтронной пористости вводятся корректирующие поправки за качество. После проверки качества записи алгоритм получения открытой пористости K_p соответствует алгоритму для однозондовой аппаратуры, где производится учет глинистости, литологии для данной аппаратуры, битумосодержания. Если при использовании двухзондовой аппаратуры кривая водородосодержания не записана и имеется только запись большим и малым зондами, то обработка показаний большого зонда аналогична записи кривой НК однозондовой аппаратурой, алгоритм определения пористости по НК также аналогичен.

47. По ГГК_п определяется общая пористость пород (для терригенных пород – это аналог открытой пористости). Для определения степени влияния плотности СВН на показания объемной плотности и последующее определение пористости по ГГК необходима настройка на

⁵ По данным месторождений Волго-Уральской и Тимано-Печерской нефтегазоносных провинций

керновые определения Кп. Качество записи кривой объемной плотности в каждой скважине необходимо проверять статистическим способом по показаниям в плотных прослоях с $K_p=3-5\%$ или в глинах (при отсутствии размыва ствола), или по керну. При необходимости производится коррекция кривой объемной плотности путем введения поправок. При этом значения аддитивных поправок не должны превышать $0,05 \text{ г/см}^3$.

Определение общей пористости по ГГК производится по уравнению компонентного состава со следующими параметрами:

$$K_n = (\sigma_{ск} - \sigma_n) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}), \text{ где}$$

$\sigma_{ск}$ – плотность минерального скелета, которая определяется по керну для изучаемых пород (плотность скелета для преимущественно кварцевого состава $2,65-2,67 \text{ г/см}^3$);

σ_n – объемная плотность в выделенном прослое по ГГК;

$\sigma_{ж}$ – плотность жидкости, заполняющей поровое пространство в радиусе исследования ГГК, глубинность которого примерно $0,1 \text{ м}$ (плотность жидкости рекомендуется брать 1 г/см^3 , либо $0,9 \text{ г/см}^3$ в соответствии с плотностью остаточной нефти в промытой зоне, либо $1,1 \text{ г/см}^3$ при вскрытии на высокоминерализованной ПЖ); значение плотности жидкости требует обязательной проверки, уточнения и настройки на значения пористости по керну.

В случае построения экспериментальной зависимости типа керн-керн «объемная плотность-Кп» изучаемого горизонта с СВН конкретного месторождения или группы близлежащих месторождений рекомендуется использовать построенную зависимость для определения пористости по ГГК.

48. Оценка достоверности определения пористости коллекторов по ГИС проводится путем сравнения керновых исследований с пористостью из конкретных скважин с отобранным керном или с массивом исследований Кп в целом по керну конкретного месторождения.

Результаты сравнения представляются в виде графиков сопоставления, распределений значений Кп в табличном виде с представлением диапазонов изменения Кп по ГИС и керну, а также средних величин $K_{п,ср}$ по ГИС и керну. В таблице также представляются расхождения средних величин Кп по ГИС и по керну в абсолютных и относительных единицах. Допустимые расхождения значений пористости по разрезу с керном в среднем не должны превышать $\pm 2\%^{abc}$.

Если пористость определялась по нескольким геофизическим методам, то сравнение с керном выполняется для каждого способа определения Кп. Выбор методики определения пористости для подсчета запасов производится по наименьшему расхождению $K_{п,ср}$ по методикам ГИС с Кп по керну. Также приводится сравнение средних значений пористости по геофизическим методам между собой для обоснования возможности их взаимозаменяемости.

49. Оценка абсолютной проницаемости производится по значениям коэффициента пористости с использованием уравнения керн-керн $K_{пр}-K_p$. Расчет абсолютной проницаемости производится по значениям пористости по ГИС.

2.7 Определение коэффициента нефтенасыщенности

50. При определении коэффициента нефтенасыщенности следует учитывать, что моделью насыщенности продуктивного коллектора является поровое пространство продуктивного коллектора, заполненное СВН и остаточной водой. Природный коллектор залежей СВН – гидрофобный, поэтому водная фаза в исходном коллекторе в пласте располагается по центрам крупных поровых каналов, не создавая непрерывного потока, и/или в

виде пленок по стенкам пор в дифференцированном виде может заполнять субкапиллярные и тонкие поры и каналы, что создает условно высокие и очень высокие УЭС⁶.

51. При применении электрической модели для определения K_n следует учитывать следующие осложняющие факторы:

- сопротивление по ГИС отражает исходную природную смачиваемость коллекторов;
- все керновые исследования, включая измерения УЭС выполняются на образцах после стандартной экстракции, что приводит к изменению смачиваемости в сторону гидрофилизации поверхности пор;

- в настоящее время отсутствует регламент лабораторных способов изучения негидрофильных пород и восстановления исходной смачиваемости, соответствующей пластовой, после экстракции керна с целью получения адекватных зависимостей R_n - K_v и значений K_n по УЭС по ГИС в сложном коллекторе с СВН;

- в результате применения стандартного подхода к исследованиям керна полученные уравнения связей R_n - K_v для определения нефтенасыщенности пласта с использованием сопротивления по ГИС дают некорректные результаты.

52. Для определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов допускается использовать керновые исследования по замеру $K_{n,вес}$, увязанных с пористостью коллекторов, по которым строится связь типа «кern-кern» $K_{n,вес}$ - K_p , в качестве основы по каждому месторождению. После нахождения $K_{n,вес}$ по оценкам K_p по ГИС (по НК, ГГК) по каждому прослою в разрезе скважины проводится пересчет весовой нефтенасыщенности $K_{n,вес}$ в объемную $K_{n,об}$ с учетом пористости и плотности нефти, значение которой в дальнейшем используется при подсчете запасов СВН. Рекомендации по построению и использованию уравнений для пересчета $K_{n,вес}$ в $K_{n,об}$ изложены в разделе 2.5 настоящих Методических рекомендаций.

53. Для определения коэффициента нефтенасыщенности допускается использовать методику Дахнова-Арчи, основанную на УЭС коллекторов и тесно связанную с распределением остаточной воды в поровом пространстве, при наличии данных по определению истинного значения УЭС пластовой остаточной (реликтовой) воды.

54. Параллельно со стандартными методиками исследования керна пород с СВН рекомендуется выполнять специальные лабораторные исследования с применением современных лабораторных технологий изучения негидрофильных коллекторов СВН с сохранением или восстановлением исходной природной смачиваемости, которая отражается на величинах УЭС электрических методов ГИС:

- определение показателя смачиваемости по нефти и по воде образцов до экстракции и после стандартной или мягкой (холодной) экстракции с расчетом интегрального показателя

⁶ Модель фракционной насыщенности в условиях залегания пласта имеет очень сложное строение для любого гидрофобного коллектора, требуется экспериментальное обоснование для выполнения применяемой на практике стандартной экстракции образцов керна с нагревом до $T=100-120^{\circ}\text{C}$. При такой экстракции коллектор переводится из гидрофобного в неконтролируемое частично гидрофильное состояние, не соответствующее исходной смачиваемости породы в пласте. До сих пор не изучено, вымываются или нет при экстракции образцов самые тяжелые компоненты СВН, или они частично остаются в поровом пространстве. Получаемые на кернах месторождений СВН зависимости R_n - K_v имеют показатели степени менее двух и равные в пределах 1,2-1,7, что характеризует гидрофильную породу и является следствием стандартной экстракции, а не гидрофобную в пластовых условиях с СВН. Это приводит к завышению определяемых через УЭС по ГИС значений K_n .

смачиваемости образцов. Тип смачиваемости пород принимается по интегральному показателю до экстракции образцов керна;

– моделирование остаточной водонасыщенности в системе «вода-нефть» с учетом пластовой температуры в индивидуальном капилляриметре с одновременным изучением электрических свойств образцов керна для получения зависимостей R_n - K_v , близких по удельному электрическому сопротивлению образцов керна показаниям электрических методов ГИС;

– измерение динамических параметров при потоковых исследованиях для получения коэффициентов вытеснения, остаточной нефтенасыщенности, относительных фазовых проницаемостей.

55. При выполнении специальных исследований керна для определения K_n негидрофильных коллекторов по электрической модели методики Дахнова-Арчи показатель степени зависимости $R_n=1/K^n$, должен превышать значение 2. Для проверки достоверности получаемых величин K_n по электрической модели необходимо на связь R_n - K_v типа керн-керн наложить зависимость R_n - K_v типа керн-ГИС, для которой значения K_v использовать по керну, а значения R_n рассчитать через УЭС по данным ГИС в интервалах привязки керна из зоны предельного нефтенасыщения. Значения УЭС по ГИС и, следовательно, величины R_n отражают исходную смачиваемость коллекторов в разрезе скважин. Для расчета значений R_n по ГИС рекомендуется использовать величины УЭС пластовой (реликтовой) воды по аналогии с одновозрастными отложениями ближайших месторождений с условно легкой нефтью. Если при совмещении двух зависимостей R_n - K_v керн-керн и керн-ГИС наблюдается их близость по точкам и по показателям уравнений, то полученная по керну связь R_n - K_v является адекватной значениям показателя смачиваемости коллекторов в разрезе скважин и величины K_n по электрической модели ГИС являются достоверными.

В случае превышения УЭС по ГИС и, следовательно, R_n по ГИС по сравнению с керновыми значениями R_n , зависимость R_n - K_v типа керн-керн не отражает природную смачиваемость коллекторов в разрезе скважины и требует корректировки, которая осуществляется путем перехода на зависимость R_n - K_v типа керн-ГИС.

2.8 Состав и физико-химические свойства нефти.

Определение пересчетного коэффициента, плотности нефти

56. Объем и виды лабораторных исследований свойств и состава нефти выполняются в соответствии с таблицей 1, с учетом специфики СВН. Свойства нефти должны быть изучены для каждой залежи отдельно.

57. Исследования нефти проводятся в лабораториях, имеющих действующий аттестат аккредитации, выданный Государственной метрологической службой Российской Федерации. Допускается применение результатов исследований не аттестованных лабораторий, выполненные до 1998 г. Использование результатов исследований, выполненных после 1998 года в не аккредитованных лабораториях, а также в лабораториях с истекшим сроком действия аттестата аккредитации на момент проведения исследований, для обоснования значений вязкости при подсчете запасов СВН не допускается.

Ввиду отсутствия газа, растворенного в нефти, или низкого газосодержания исследования газов не проводятся.

58. В связи с высокими плотностью и коэффициентом вязкости, а также практически полным отсутствием растворенного газа, допускается исследования СВН проводить на устьевых пробах, с моделированием термобарических условий пласта, то есть температуры и давления. PVT- исследования (определения фазового состояния) не проводятся.

Использование метода аналогий для определения вязкости СВН залежи не допускается.

В обязательном порядке проводятся определения коэффициента вязкости при пластовом давлении и температурах: пласта, 20⁰С, 50⁰С, 75⁰С, 100⁰С, 125⁰С, температуре начала кипения.

59. Проба нефти, перед отбором для лабораторных исследований, не должна подвергаться тепловому воздействию способному изменить структурные свойства образца и смешиваться с растворителями, применяемыми для увеличения подвижности флюидов.

60. В случае получения свободного притока нефти, исследования свойств и состава нефти для подсчета запасов проводятся в полном объеме, приведенном в таблице 1, на пробах, отобранных без применения тепловых методов воздействия и закачки реагентов, снижающих вязкость.

В случае, если свободный приток нефти получить не удастся, предлагается использовать два вида проб:

а) проба нефти, полученная центрифугированием измельченного, изолированного до измельчения, нефтенасыщенного керна. В случае шахтного метода эксплуатации залежи СВН используется изолированный нефтенасыщенный керн, отобранный в шахтной выработке. Допускается получение пробы нефти путем обработки измельченного керна растворителем с низкой, не более +70⁰С температурой выкипания.

Ввиду небольшого объема такой пробы, рекомендуется проводить определения плотности нефти и реологические исследования для поверхностных, пластовых и предполагаемых температурах нефти при паротепловом воздействии, но не выше температуры начала кипения нефти.

б) проба нефти, полученная при паротепловом воздействии на пласт. Ввиду возможности получения большого объема такой пробы, рекомендуется провести на этой пробе остальные виды исследований из рекомендуемого в таблице 1 комплекса.

61. Плотность нефти определяется по собственным качественным пробам нефти, полученным методом центрифугирования из керна в лабораторных условиях или путем обработки керна растворителем с низкой температурой кипения. При отсутствии собственных качественных проб нефти допускается принимать плотность нефти по аналогии с залежью данного или соседнего месторождения.

Ввиду отсутствия PVT-исследований, пересчетный коэффициент рекомендуется принимать равным 1.

Таблица 1. Общий объем и виды исследований проб дегазированной СВН

Параметр	Метод определения	
Плотность нефти в пластовых условиях, при давлении пласта и пластовой температуре	ОСТ 153-39.2-048-2003, для определения используются пробы нефти, полученные из керна по вышеописанным методам.	
Вязкость нефти при пластовом давлении и температурах; пластовой, 20 ⁰ С, 50 ⁰ С, 75 ⁰ С, 100 ⁰ С, 125 ⁰ С, температура начала кипения	ОСТ 153-39.2-048-2003, для определения используются пробы нефти, полученные из керна по вышеописанным методам.	

Плотность при 20 ⁰ С и атмосферном давлении	ГОСТ 3900-85	- ASTM Д 5002
Молекулярная масса	ОСТ 153-39.2-048-2003	ASTV D 128 d3712-
Коэффициент вязкости при 20 ⁰ С и атмосферном давлении	ГОСТ 33-2000	ASTM Д 445 - 09 (2009)
Температура насыщения нефти парафином	а) ОСТ 39.034-76 б) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	- -
Температура плавления парафина	ГОСТ 11851-85	-
Содержание: - парафина	а) ГОСТ 11851-85 б) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	-
- серы	а) ГОСТ 518858 - 2002 б) ГОСТ 51859 -2002 в) ГОСТ 51947 - 2002	ASTM D-129- 00 (2005) ASTM D-2622- 10 (2010)
- смол силикагелевых - асфальтенов	а) по Маркуссону-Саханову (Приложение И) б) Хроматографический (адсорбционный) ВНИИ НП (Приложение И) в) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	- -
Фракционный состав	ГОСТ 2177-99	ASTM Д 86
Содержание металлов ^{*)}	а) Рентгено-флуоресцентный б) Атомно-абсорбционный в) ГОСТ 10364-90	ASTM Д 5708 ASTM Д 5863 -
Зольность ^{*)}	ГОСТ 1461-75	ASTM Д 482-07 (2007)
Кислотное число ^{*)}	ГОСТ 5985-79	ASTM Д 674 – 8 (2008)
Фракционный состав в аппарате АРН-2 ^{*)}	ГОСТ 11011-85	ASTM Д 2892 ASTM Д 1160
Температура вспышки в закрытом тигле ^{*)}	ГОСТ 6356-75	ASTM Д 93
Содержание никеля, ванадия, железа.	ГОСТ 34242-2017	D-5708 – 05 (2005)
Удельная теплоемкость		D-2622 (2009), D - 2766
Температура вспышки в открытом тигле ^{*)}	ГОСТ 4333-87	ASTM Д 92
Коксуемость ^{*)}	ГОСТ 19932-99	ASTM Д 189
Давление насыщенных паров ^{*)}	ГОСТ 1756-2000	ASTM Д 323
^{*)} Определяется при необходимости. Примечание – Приведенные в таблице методы определения по ГОСТам РФ соответствуют зарубежным аналогам по ASTM. При введении новых ГОСТ происходит соответственно их замена.		

2.9. Определение содержания попутных полезных компонентов

62. Запасы попутных полезных компонентов определяются на основании геологических запасов нефти и результатов исследований проб нефти. Виды анализов и их методика указаны в таблице 1.

2.10. Определение площадей категорий

63. Выделение всех категорий запасов для залежей СВН осуществляется в соответствии с Методическими рекомендациями по применению Классификации запасов с учетом специфических особенностей геологического строения залежей СВН.

64. С целью обоснования выделения категорий запасов В₁, С₁ допускается использовать притоки нефти, полученные в том числе с учетом паротепловых, химических или других методов воздействия на околоскважинное пространство в интервалах залегания пород с

СВН и/или проявлений СВН в керне или пробах пластовых жидкостей, совместно с положительными результатами ГИС.

2.11 Построение трехмерных геологических моделей залежей СВН

65. Построение трехмерных геологических моделей залежей СВН осуществляется в соответствии с Рекомендациями к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья, утвержденными протоколом заседания Секции государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования Минприроды России от 10.02.2015 № 6.

66. При построении структурно-стратиграфического каркаса для залежей СВН в качестве маркеров используются стратиграфические отбивки кровли и подошвы пласта по скважинам. По отбивкам кровли пласта строится структурная карта кровли (при возможности, с использованием сейсмического тренда).

Карта стратиграфической толщины пласта (изохора) строится с использованием разницы стратиграфических отбивок кровли и подошвы пласта по скважинам. Поверхность подошвы пласта строится прибавлением изохоры к поверхности кровли пласта, увязывается со стратиграфическими отбивками подошвы пласта по скважинам. Поправки в инклинометрию скважин для выравнивания поверхности контакта углеводородов с водой не вводятся.

67. Для построения поверхности ВНК/УПУ формируется объединенный набор точек. Первая часть этого набора состоит из отбивок положения подошвы нижнего кондиционного значения нефтенасыщенности коллекторов в скважинах. Вторая часть этого набора состоит из точек, конвертированных из полигона внешнего контура. Полигон внешнего контура определяется как средняя линия между скважинами с наличием эффективной нефтенасыщенной толщины и скважинами с нулевой нефтенасыщенной, но не нулевой эффективной толщиной. Значения Z этого полигона равны значениям карты кровли первого коллектора. В используемом программном обеспечении происходит приравнивание значений полигона по карте.

Построение поверхности выполняется либо интерполяционно, либо с проведением аппроксимирующей точки плоскости и затем локальной увязкой плоскости ВНК/УПУ с точками.

68. Метод нарезки слоев при создании ячеек должен соответствовать условиям осадконакопления.

69. В случае наличия горизонтальных скважин, при статистическом анализе (сравнении долевого содержания литотипов), а также при контроле качества построения кубов ФЕС, рекомендуется использование опции декластеризации с целью исключения (минимизации) влияния горизонтальных скважин на общую статистику коллектор-неколлектор.

70. При отсутствии литологического разнообразия пород допускается построение простого куба коллектор-неколлектор стандартными детерминистскими или стохастическими методами.

71. При литологическом разнообразии пород рекомендуется многоэтапное моделирование.

Распространение пористости выполняется отдельно по литотипам интерполяционно (без снижения значений к зонам замещения) либо присваиванием значения (0 для глин).

Распространение нефтенасыщенности также выполняется интерполяционно (без снижения значений в ячейках при приближении к зонам замещения и к поверхности ВНК/УПУ). При наличии связи по ГИС между пористостью и нефтенасыщенностью ($R_{Кп}-K_n > 0,7$) куб пористости используется в качестве трендового. Либо в ячейках присваивается значение нефтенасыщенности (константа): для глин – 0, для кондиционных песчаников ниже поверхности ВНК/УПУ – остаточная нефть, для некондиционных песчаников – значение выше остаточной нефти, но ниже кондиционного значения.

Проницаемость рассчитывается по керновой зависимости $LgK_{пр}=F(K_p)$.

72. Подсчет запасов СВН выполняется как интегрально по залежи, так и по отдельным регионам, ограниченным соответствующими полигонами. В качестве полигонов могут быть использованы границы категорий запасов или интегральная изопакита граничного значения нефтенасыщенной толщины - значения минимальной эффективной нефтенасыщенной толщины $h_n^{мин}$, которая позволяет вовлечь запасы в разработку.

73. Подсчет запасов выполняется по ячейкам, часть которых (или вся ячейка) расположена выше поверхности ВНК/УПУ, и значения ФЕС в которых превышают кондиционные значения.

3. ПОДСЧЕТ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

3.1 Построение трехмерных гидродинамических моделей залежей СВН

74. Расчет извлекаемых запасов СВН и коэффициентов извлечения нефти (далее – КИН) по месторождениям СВН производится на основе общих закономерностей, используемых при обосновании извлекаемых запасов месторождений углеводородного сырья (далее – УВС), в соответствии с требованиями Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639, с учетом особенностей, которые обуславливают необходимость дополнительного обоснования методов их расчета.

75. Основным методом расчета извлекаемых запасов СВН и КИН является использование 3D фильтрационной модели, представляемой в виде трехмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, полученных из 3D геологической модели, и дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам.

76. Если для разработки залежи СВН используются методы, не поддерживаемые традиционными симуляторами – программами для фильтрационного моделирования (например, высокочастотное электромагнитное излучение, воздействие постоянным током и другие), либо при недостаточном количестве/качестве данных для 3D моделирования, то оценка извлекаемых запасов СВН и КИН, а также прогноз показателей разработки, могут осуществляться следующими методами:

- a. на основе результатов расчетов по сектору, имитирующему элемент разработки;
- b. на основе метода аналогий по объектам (например, рис.2 - данные по месторождениям Канады), где такие технологии были использованы;
- c. на основе двумерных моделей неизотермической фильтрации,

- d. на основе аналитических или численных решений по математическим моделям, основанных на физических представлениях о процессе воздействия на залежь СВН.

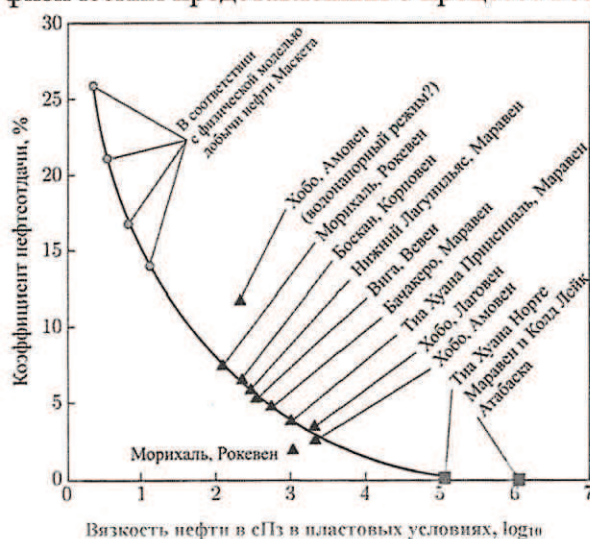


Рис.2 Вязкость нефти в разных залежах при пластовой температуре и ее влияние на коэффициент нефтеотдачи (М. Карлсон, 2010)

3.1.1. Программное обеспечение для моделирования СВН

77. Для моделирования месторождений могут быть использованы специализированные программные комплексы, обеспечивающие возможность загрузки данных, расчета и выгрузки/визуализации результатов расчета в том случае, если их надежность подтверждена предварительным тестированием с помощью первого и седьмого тестов SPE⁷, в соответствии с Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений, утвержденным и введенным в действие приказом Минтопэнерго России от 10.03.2000 № 67 (далее – РД по ПДГТМ).

78. Для залежей СВН также дополнительно применяются третий и четвертый тесты SPE, связанные с проверкой корректности композиционной модели (например, необходимые при учете химических реакций при внутрипластовом горении) и неизотермической модели закачки пара, горячей воды или других агентов.

79. Симуляторы, не обеспечивающие возможность расчетов по третьему и четвертому тестам SPE, либо существенно отличающиеся от них, не используются для обоснования извлекаемых запасов СВН.

3.1.2. Выбор типа моделей

80. Для залежей (месторождений) СВН при использовании любых видов теплового воздействия на пласт рекомендуется выбирать модели неизотермической фильтрации, поскольку только в рамках такого подхода возможно описание физических процессов, связанных с тепловым воздействием на пласт.

81. При наличии фазовых или химических превращений следует в дополнение к неизотермической фильтрации использовать модель флюидов композиционного типа.

⁷ Society of Petroleum Engineers

82. Допускается при моделировании процессов без заметных фазовых превращений (например, закачка горячей воды) использовать упрощенные опции учета изменения температуры за счет частичного изменения свойств флюидов при изменении температуры свойств при сохранении модели нелетучей нефти.

3.1.3. Задание физико-химических свойств флюидов и породы

83. Задание физико-химических свойств при обосновании КИН залежей СВН выполняется в соответствии с частью II РД по ПДГТМ.

84. В связи с тем, что фильтрационные модели залежей СВН, учитывающие тепловое воздействие и химические реакции, являются расширением других моделей (в первую очередь моделей многокомпонентной фильтрации и неизотермической фильтрации) и отличаются усложненными динамическими уравнениями, задание новых граничных и начальных условий или условий на скважинах для них не требуется.

85. При построении фильтрационной модели с учетом химических реакций рекомендуется выбирать набор псевдокомпонентов и соответствующих обобщенных химических реакций, которые должны присутствовать в модели⁸.

Если скелет породы не участвует в реакциях и химические реакции сопровождаются значительными изменениями пластовой температуры, то информационное содержание сеточной модели расширяется и формально соответствует содержанию моделей многокомпонентной неизотермической фильтрации.

Если скелет породы участвует в химических реакциях, то ячейкам сетки приписывается дополнительный набор динамических переменных, описывающих минеральный состав породы. Параметры, характеризующие зависимость фильтрационно-емкостных свойств от состава породы, задаются соответственно.

86. Для расчета процессов, связанных с внутрипластовым горением или термогазохимическим воздействием, используются данные лабораторных исследований или аналитические результаты по исследованию химической кинетики системы.

87. При закачке пара в гидродинамической модели задаются свойства пара: равновесная кривая фазового равновесия и критическая точка, теплоемкость пара, скрытая теплота парообразования. Допускается использование свойства пара, полученных из справочных данных либо библиотек гидродинамического симулятора.

88. С целью исключения возможности искусственного завышения эффективности тепловых методов разработки залежей СВН, при гидродинамическом моделировании закачки теплоносителя учитывается уход энергии за счет механизма теплопроводности в кровлю и подошву пласта, а также окружающие породы по стволу нагнетательных скважин.

Расчет тепловых потерь осуществляется на основе аналитических моделей. В качестве исходных данных используются результаты прямых лабораторных определений:

- а) теплопроводности породы и насыщающих пласт флюидов;
- б) теплоемкости породы и насыщающих пласт флюидов;
- в) теплоемкости и теплопроводности кровли и подошвы пласта (свойства покрышки).

⁸ Расчет реальных компонентов и химических реакций обычно практически не реализуем из-за большого количества этих компонентов и каналов реакций для пластовых систем

При расчете тепловых потерь допускается использование справочных данных и различных корреляционных соотношений.

89. При гидродинамическом моделировании учета теплотерь по стволу нагнетательных скважин задаются конструкции скважин (тип и длина скважин, глубины спуска теплоизолированных труб и тип изоляции (при наличии), теплопроводность теплоизолированных труб и другие), то есть создается модель скважины по схеме «устье скважины-забой скважины-пласт».

При моделировании теплотерь по стволу скважины учитываются изменения качества теплоносителя (фазовое состояние, температура, давление, степень сухости) от устья к забою скважины. С целью упрощения расчетов гидродинамической модели допускается прямое задание данных свойств теплоносителя на забое нагнетательных скважин с последующим расчетом модели скважины по схеме «забой скважины-пласт».

Для определения качества пара (в том числе его сухости) на забое нагнетательной скважины используются данные промысловых замеров либо проводятся серии численных экспериментов на гидродинамической модели, используются аналитические методики расчёта качества пара.

90. В связи с использованием тепловых методов для снижения вязкости СВН, а также чувствительностью вязкости воды/газа к изменению температуры, в качестве входных данных для гидродинамического моделирования задаются таблицы зависимости вязкости пластовых флюидов от температуры, определяемой по результатам лабораторных исследований.

91. Для оценки влияния неоднородности свойств нефти по разрезу/площади на эффективность разработки на основе экспериментальных зависимостей (в случае наличия необходимого количества исходных данных) при гидродинамическом моделировании допускается создание композиционной модели пластовой нефти, предполагающей изменение плотности и вязкости нефти по разрезу/площади залежи. При создании композиционной модели нефть представляется смесью псевдокомпонентов с различными PVT-свойствами и вязкостью. Псевдокомпонентный состав нефти изменяется по разрезу таким образом, чтобы воспроизводилось экспериментально полученное распределение по разрезу/площади PVT-свойств и вязкости.

92. При проведении потоковых исследований определяются относительные фазовые проницаемости (далее – ОФП) и коэффициенты вытеснения (далее – Квыт), зависящие от температуры. При этом проведение лабораторных экспериментов по определению Квыт и ОФП выполняется таким образом, чтобы полностью или частично охватить температурный диапазон воздействия, который предусматривается технологией разработки залежи (минимально: для двух значений температур, одно из которых соответствует пластовой, а другой - температуре теплового воздействия).

93. В случае наличия слабokonсолидированного керна с СВН допускается проведение потоковых исследований на естественно-насыщенном керне.

При отсутствии образцов керна, пригодных для исследований допускается использование насыпных образцов, соответствующих пластовым ФЕС, либо использование данных по месторождениям аналогам.

3.1.4. Обоснование размерности модели

94. Для выполнения гидродинамических расчетов используются математические модели, позволяющие с высокой степенью точности учитывать определяющие картину фильтрации в условиях теплового воздействия и химических реакций факторы. При этом следует учитывать, что области эффективных химических реакций или размеры фронта теплового воздействия (например, при циклическом воздействии пара) имеют относительно небольшие размеры, определяемые временем воздействия, свойствами породы и флюидов.

95. Рекомендуемые размеры ячеек, используемые в задачах теплового воздействия, составляют около 1-25 м. Допускается использование локального измельчения сетки (LGR) в окрестности скважин, зонах теплового или физико-химического воздействия, опции динамического локального измельчения сетки (DynaGrid).

Рекомендуемые характеристики сетки, включая области локального измельчения, определяются на основе анализа чувствительности модели к размерности ячеек.

3.1.5. Задание начальных условий и условий на границах расчетной области

96. Граничные и начальные условия при моделировании процессов в залежах СВН задаются в соответствии с РД по ПДГТМ.

97. При моделировании теплового воздействия в гидродинамических моделях также учитывается начальное распределение температуры и распределение температуры на контуре, кровле и подошве моделируемой области. В неизотермических фильтрационных задачах задаются дополнительные условия на поле температуры для скважин. При задании скважин определяются условия для состава (доли фаз или компонентов - воды, нефти, газа, пара, воздуха и других) и свойств (температура) закачиваемого агента.

3.1.6. Уточнение параметров фильтрационной модели на основе анализа истории разработки

98. Адаптация залежей СВН на историю разработки, исследований и опробований осуществляется в соответствии с требованиями к качеству адаптации⁹ согласно РД по ПДГТМ.

3.2. Требования к определению извлекаемых запасов сверхвязкой нефти и величины КИН

99. Расчеты технологических показателей разработки залежей (месторождений) СВН выполняются с применением описанных в разделе 3.7 настоящих Методических рекомендаций расчетных методов.

100. Для месторождений, находящихся в разведке (категории запасов C_1 и C_2) допускается определение КИН с использованием экспертных оценок или упрощенных статистических способов:

- а) эмпирических методов;
- б) покоеффициентного метода;

⁹ В настоящее время, отсутствуют требования к точности настройки температуры, как в пласте, так и флюида или состава флюидов. В настоящих Методических рекомендациях представляется преждевременным введение каких-либо дополнительных требований.

в) метода аналогий.

В случае определения КИН с использованием экспертных оценок или упрощенных статистических способов, извлекаемые запасы месторождений (залежей) СВН определяются как произведение геологических запасов и коэффициентов извлечения нефти.

3.3 Характеристика состояния разработки месторождения

101. Для разрабатываемых залежей (месторождений) СВН подготавливается характеристика текущего состояния разработки, в которой:

а) приводятся данные об открытии и вводе залежи (месторождения) в разработку и основных этапах освоения залежи (месторождения); анализируется динамика основных технологических показателей за историю разработки (добыча нефти, жидкости, обводненность, закачка воды, дебиты нефти, жидкости, фонд скважин); проводится сравнение основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению; указывается полнота и своевременность выполнения проектных решений и основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки;

б) проводится анализ выработки запасов объектов разработки по площади и по разрезу на основе промысловых и промыслово-геофизических данных; по данным гидродинамического моделирования или применения других расчетных методов приводятся карты или иные данные, характеризующие состояние выработки запасов УВС на дату подготовки технического проекта разработки залежи (месторождения), включая плотность остаточных запасов и текущую нефтенасыщенность;

в) анализируются результаты применения реализуемой технологии разработки залежи (месторождения) СВН; на основе выполненного анализа подготавливается заключение об эффективности применяемой технологии воздействия на залежи СВН, приводятся выводы о дальнейшем ее применении на залежи (месторождении), при необходимости, вносятся соответствующие корректировки по реализации данной технологии.

102. На основании анализа текущего состояния разработки объекта формулируются выводы об эффективности применяемых систем разработки и определяют основные направления их совершенствования.

3.4 Выделение эксплуатационных объектов

103. Эксплуатационные объекты (далее – ЭО) на месторождениях СВН выделяются при условии наличия достаточных запасов нефти на единицу площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации самостоятельной сеткой скважин и наличия разделов из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между соседними ЭО.

104. При ожидаемой низкой технологической эффективности или нерентабельности разработки отдельных залежей СВН самостоятельными сетками скважин оценивается возможность совместной эксплуатации нескольких залежей. При этом предусматривается применение систем и технологий разработки залежей, обеспечивающих их совместную разработку и воздействие на все выделенные в ЭО залежи.

105. При экономической нецелесообразности разработки залежи СВН самостоятельной сеткой скважин и невозможности ее объединения с другими такими же

залежами по геолого-физическим или технологическим причинам допускается определение ЭО в качестве возвратного.

3.5 Обоснование технологии разработки месторождения сверхвязкой нефти

106. Обоснование технологии разработки залежи (месторождения) СВН производится на основе анализа применимости к ЭО известных и реализуемых в мире способов разработки месторождений СВН. Данный анализ выполняется с использованием критериев применимости способов разработки, указанных в подпунктах «а»- «з» пункта 107 настоящих Методических рекомендаций, для данной залежи (месторождения), а также на основе данных месторождений-аналогов, подобранных с учетом указанных критериев применимости.

107. В качестве критериев применимости способов разработки залежи (месторождения) СВН рассматриваются следующие геолого-физические параметры залежей СВН:

- а) динамическая вязкость нефти в пластовых условиях и ее зависимость от температуры;
- б) компонентно-фракционный состав нефти;
- в) общая и эффективная толщина пласта;
- г) глубина залегания залежи;
- д) проницаемость пласта;
- е) пористость пласта;
- ж) начальная нефтенасыщенность пласта;
- з) расчлененность и песчанистость пласта.

В зависимости от рассматриваемого способа разработки, в качестве критериев применимости способов разработки залежи (месторождения) СВН допускается использование других геолого-физических характеристик залежи (месторождения) СВН, а также факторов, обусловленных техническими ограничениями. Рекомендуемые критерии применимости и их количественные определения приведены в Приложении.

108. Заключение о технической возможности применения каждого из рассмотренных способов разработки на эксплуатационных объектах данного месторождения СВН дается с использованием указанных в подпунктах «а»-«з» пункта 107 настоящих Методических рекомендаций критериев применимости способов разработки залежи (месторождения) СВН.

109. В качестве возможных способов разработки ЭО месторождения СВН рассматриваются и анализируются термические (тепловые), шахтные и «холодные» способы разработки залежей СВН.

110. В числе термических способов разработки залежей СВН анализируется возможность применения на ЭО одного из следующих паротепловых методов (либо их комбинаций):

- а) термогравитационное дренирование пласта (ТГДП или SAGD) в различных его модификациях;
- б) пароциклические обработки скважин (ПЦО или CSS), в том числе и с горизонтальным окончанием;
- в) площадная закачка пара;
- г) площадная закачка горячей воды.

111. Дополнительно рассматриваются следующие термические способы добычи СВН:

а) внутрипластовое горение (ВПГ или ISC) в различных его модификациях;
б) внутрипластовый крекинг;
в) разогрев пласта электрическими и электромагнитными полями;
г) комбинированные методы (термогазовое и парогазовое воздействие, термощелочное воздействие).

112. В числе шахтных способов разработки залежей СВН анализируется шахтно-скважинный способ добычи с добавлением закачки пара в систему нагнетательных скважин.

113. В случае невозможности применения термических способов разработки залежей СВН приводится обоснование необходимости применения «холодных» способов их разработки. В качестве «холодных» способов разработки залежей СВН анализируются:

а) экстракция нефти закачкой растворителя в режиме гравитационного равновесия (VAPEX);

б) циклическая обработка призабойной зоны скважины различными растворителями или иными химическими реагентами с отбором нефти, в том числе с использованием горизонтальных скважин.

114. В качестве дополнительных «холодных» способов разработки залежей СВН допускается рассмотрение способа добычи нефти с песком за счет разрушения пласта при создании в призабойной зоне скважины высоких градиентов давления (CHOPS).

115. По результатам выполненного анализа способов разработки залежей СВН для дальнейшего обоснования вариантов разработки ЭО месторождения СВН приводятся рекомендации по выбору технологии их разработки.

116. С целью достижения высоких технологических значений КИН рекомендуется использование термических способов разработки ЭО месторождения СВН. При невозможности применения термических способов разработки залежей СВН, дополнительно проводятся технологические и технико-экономические расчеты для выбранного способа разработки залежи СВН, определенного с учетом лучших показателей по критериям применимости, приведенным в подпунктах «а»-«з» пункта 107 настоящих Методических рекомендаций.

3.6 Обоснование вариантов разработки эксплуатационных объектов

117. Для каждого ЭО рассматривается несколько расчетных вариантов его разработки. Число расчетных вариантов разработки ЭО составляет (без учета Базового варианта):

а) не менее трех – в технологической схеме разработки и дополнениях к ней;
б) не менее двух – в технологическом проекте разработки и в дополнениях к нему;
в) в проект пробной эксплуатации и дополнениях к нему допускается рассмотрение одного варианта разработки;

г) при составлении проектного документа по упрощенной схеме для месторождений, содержащих несколько ЭО, количество вариантов не регламентируется.

118. В случае обоснования в соответствии с разделом 3.5 настоящих Методических рекомендаций возможности применения для разработки ЭО нескольких технологий, требования к числу вариантов, приведенные в подпунктах «а»-«г» пункта 117 настоящих Методических рекомендаций, относятся к принятой в качестве основной технологии разработки залежи (месторождения) СВН. По остальным технологиям разработки залежи (месторождения) СВН число вариантов разработки не регламентируется. При этом варианты

разработки определяются в количестве, обеспечивающем возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки и обоснования КИН и извлекаемых запасов ВН (в том числе рентабельных КИН и рентабельно извлекаемых запасов СВН).

119. Формирование вариантов разработки ЭО месторождений СВН производится в соответствии с требованиями Правил проектирования УВС.

При наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года, формируется и рассматривается базовый вариант разработки объекта.

Вариант разработки, принятый в последнем утвержденном проектном документе, рассматривается в качестве Варианта 1. Он включает базовый вариант (при его наличии) и адаптированные к текущей геологической основе прогнозные технологические решения согласно ранее утвержденному техническому проекту разработки.

Все последующие рассматриваемые варианты разработки формируются с учетом максимально возможного и экономически целесообразного извлечения СВН из недр.

120. При формировании вариантов разработки с целью учета технологических ограничений по суммарной эффективной нефтенасыщенной толщине, значение минимальной эффективной нефтенасыщенной толщины, которая позволяет вовлечь запасы СВН в разработку, обосновывается пользователем недр самостоятельно.

121. Варианты разработки должны различаться системами размещения скважин и плотностью сетки скважин. При обосновании вариантов разработки также обосновывается оптимальная конструкция скважин, а в случае использования горизонтальных скважин – длина их стволов.

Для технологии разработки залежей СВН, требующих применения определённых систем размещения скважин и конструкций скважин, в вариантах разработки рассматривается только различная плотность сетки скважин. При первоначальном выборе плотности сетки скважин учитываются системы размещения и плотности сеток скважин, апробированные на месторождениях-аналогах. На участках залежей с низкой изученностью (категории запасов В₂ и С₂) допускается отнесение проектных скважин, бурение которых осуществляется по результатам уточнения геологического строения, к зависимым.

122. Выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится на основе технико-экономической оценки вариантов разработки ЭО. Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО.

3.7 Расчет технологических показателей разработки месторождений СВН

123. Расчеты технологических показателей разработки ЭО выполняются с использованием расчетных методов, приведенных в разделах 3.5 и 3.6 настоящих Методических рекомендаций. Обоснование принятого метода расчета производится на основе анализа геолого-физической характеристики объектов и принятой технологии их разработки. Технологические показатели разработки рассчитываются до конца проектного срока разработки месторождения. Прогнозные расчеты проводятся исходя из условий выбытия из эксплуатации:

а) для паротепловых методов разработки, включая SAGD, - достижение по добывающим скважинам текущего массового паронефтяного соотношения (массы закаченного пара к массе добытой нефти) 10 т/т;

б) для внутрипластового горения - достижение текущего газонефтяного фактора по добывающим нефтяным скважинам $10000 \text{ м}^3/\text{т}$;

в) при применении «холодных» способов разработки – достижение дебита скважин по нефти $0,5 \text{ т/сут.}$

124. Технологические показатели разработки месторождения в целом определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО.

3.8 Обоснование технологически извлекаемых и рентабельных запасов СВН и значений КИН

125. Технологические и рентабельно извлекаемые запасы СВН, а также технологический и рентабельный КИН представляются по рекомендуемому варианту разработки месторождения.

126. Технологический и рентабельный коэффициенты извлечения СВН определяются как отношение начальных технологически и рентабельно извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам.

127. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы СВН по рекомендуемому варианту разработки ЭО представляются по видам запасов, категориям, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися запасами на государственном балансе запасов полезных ископаемых.

128. При проектировании разработки залежей СВН с применением всех технологий разработки, за исключением площадного вытеснения нефти паром, коэффициенты вытеснения и охвата не приводятся.

129. Для месторождений, находящихся в разведке (категории запасов C_1 и C_2) до составления первого проектного документа, определение коэффициентов извлечения нефти производится с использованием экспертных оценок или упрощенных статистических способов определения, извлекаемые запасы месторождений (залежей) СВН рассчитываются как произведение геологических запасов и КИН.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИН РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ И ЗНАЧЕНИЙ КИН

4.1 Рентабельные запасы СВН и рентабельный коэффициент извлечения (КИН_р)

130. Экономическая оценка вариантов разработки ЭО и месторождения СВН проводится в соответствии с нормативными правовыми документами по оценке эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов.

131. Рентабельно извлекаемые запасы СВН (текущие) определяются как накопленная добыча нефти с первого проектного года до конца рентабельного срока. Рентабельно извлекаемые запасы СВН (начальные) определяются как накопленная добыча нефти с начала разработки до конца рентабельного срока. Рентабельный срок разработки определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки ЭО, в течение которого достигается максимальное положительное значение чистого дисконтированного дохода (далее

– ЧДД). Рентабельный коэффициент извлечения нефти (далее - КИНр) определяется как отношение рентабельно извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам.

132. Оценка рентабельно извлекаемых запасов СВН и соответствующих коэффициентов извлечения СВН выполняется для всех ЭО и каждого представленного варианта разработки ЭО в границах геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$. После определения рентабельного срока разработки ЭО на основании гидродинамической модели с применением описанных в разделе 3.7 настоящих Методических рекомендаций расчетных методов, оцениваются рентабельно извлекаемые запасы и соответствующие значения рентабельных КИН по отдельным залежам, входящим в ЭО, и отдельным категориям запасов.

4.2 Цены на СВН

133. Чистая цена нефти при реализации на экспорт определяется как цена нефти на экспортном рынке за вычетом скидки за качество, затрат на морской транспорт нефти, затрат на трубопроводный и прочий транспорт нефти, вывозной таможенной пошлины на нефть сырую. Чистая цена нефти на внутреннем рынке Российской Федерации равна чистой цене нефти при реализации на экспорт. Для пересчета цен нефти, выраженных в баррелях, в цены нефти, выраженные в тоннах, применяются коэффициенты перевода из баррелей в тонны, фактически сложившиеся на дату подготовки технического проекта разработки.

134. Используемая в экономических расчетах цена реализации СВН и скидки с цены обосновываются с учетом характеристик СВН и применительно к способу транспортировки СВН до пункта подготовки и сбыта.

4.3 Капитальные затраты

135. Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: геологоразведочные работы, бурение скважин, обустройство скважин и кустовых площадок, оборудование, не входящее в сметы строек, промысловое обустройство, внешняя инфраструктура, поддержание объектов основных средств.

136. В состав капитальных затрат должны быть включены затраты на объекты и оборудование, необходимые для рассматриваемого способа разработки ЭО СВН. Перечень основных способов разработки ЭО СВН приведен в пунктах 109-114 настоящих Методических рекомендаций.

137. Удельные капитальные затраты на проходку скважин и на оборудование, не входящее в сметы строек, представляются дифференцированно по технологиям разработки (SAGD, пароциклическое воздействие и др.).

138. При циклической паротепловой обработке скважин и при применении парогравитационного дренажа необходимо рассчитать потребность в парогенераторах, включая сопутствующие объекты подготовки пара, и оценить их стоимость, предусмотреть капитальные затраты на строительство водозаборных скважин, сооружения водопровода и газопровода.

139. Обосновывается расход газа, указываются соответствующие источники поступления газа и, при необходимости, оценивается стоимость закупок необходимого объема газа.

140. В соответствии с перспективой разработки месторождения рассчитывается баланс необходимых объемов воды (в том числе из поверхностных источников, из подземных водоносных горизонтов).

141. При использовании внутрипластового горения необходимо рассчитать потребность в компрессорах высокого давления, включая сопутствующие объекты подготовки рабочего агента (водовоздушная смесь), и оценить их стоимость, предусмотреть капитальные затраты на строительство водозаборных скважин, сооружения газопровода.

142. При применении термических способов разработки с разогревом пласта электрическими и электромагнитными полями, а также при использовании «холодных» методов добычи СВН необходимо рассчитать потребности в соответствующем специальном оборудовании для осуществления данных способов воздействия на залежи СВН.

143. В случае применения различных систем термошахтной (шахтной) разработки следует привести расчеты стоимости строительства термошахт (шахт) и специальных объектов поверхностной инфраструктуры.

144. Капитальные затраты рассчитываются и представляются в таблице «Капитальные затраты в разработку нефтяных ЭО».

4.4 Эксплуатационные затраты

145. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты, налоговые и прочие платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, амортизационные отчисления. Текущие затраты определяются по статьям калькуляции. При определении текущих затрат по статьям калькуляции учитываются расходы на энергию для подготовки и закачки в пласт рабочих агентов (или для воздействия на пласт путем его разогрева электрическими и электромагнитными полями), по извлечению жидкости, расходы по искусственному воздействию на пласт, расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту СВН, расходы по технологической подготовке СВН, расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, общехозяйственные и общепроизводственные затраты. В случае использования газа для подготовки и закачки в пласт рабочих агентов учитываются затраты на его приобретение.

146. При добыче СВН в текущие затраты включаются расходы на печи подогрева, расходы на выработку пара, расходы на диспергаторы, эмульгаторы, разжижители и бинарные смеси. Все такие затраты показываются в таблице «Текущие затраты по статьям калькуляции».

4.5 Ликвидационные затраты

147. В затраты включаются расходы по формированию ликвидационного фонда. Ликвидационный фонд предназначен для финансирования работ по ликвидации всех подземных и наземных сооружений после завершения эксплуатации месторождения, а также для рекультивации земель и ликвидации негативных последствий (если таковые имеются) эксплуатации месторождения.

148. В состав ликвидационных затрат также могут включаться затраты на закачку воды или инертных газов в отработанные продуктивные пласты для предотвращения негативных последствий проседания наземной поверхности.

4.6 Система налогов и платежей

149. Расчет проводится на основе системы налогообложения, действующей на дату подготовки технического проекта разработки. Излагается информация о наличии или отсутствии оснований для применения понижающих ставок налогов или особых формул расчета вывозных таможенных пошлин для СВН. Проводится анализ применимых понижающих коэффициентов к налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

4.7 Выбор рекомендуемого варианта разработки

150. Рекомендуемый вариант разработки СВН определяется как вариант разработки с максимальным положительным значением ЧДД и с учетом критерия выбора рекомендуемого варианта разработки в действующем документе, устанавливающем требования к подготовке технических проектов на разработку месторождений УВС.

151. Показатель ЧДД для сравнения вариантов разработки ЭО рассчитывается за рентабельный срок.

152. Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельно извлекаемых запасов для рекомендуемых вариантов разработки ЭО.

4.8 Анализ чувствительности

153. Анализ чувствительности экономических показателей проекта проводится в соответствии с требованиями Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639.

154. В дополнении к такому анализу представляются результаты изменения основных показателей экономической эффективности разработки месторождения при изменении цен реализации УВС на 50% в большую или меньшую сторону.

155. Дополнительно может быть проведен анализ чувствительности показателей рентабельности проекта при изменении налогового режима (применения режима НДД или обоснованных изменений понижающих коэффициентов к НДПИ).

ПРИЛОЖЕНИЕ

Критерии применимости основных методов разработки месторождений СВН

(количественные значения в каждом конкретном случае могут несколько отличаться)

Метод разработки	Вязкость, мПа*с	Компонентный состав нефти	Нефтенасыщенность, %	Тип коллектора	Нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент проницаемости, 10^{-15} м^2	Глубина пласта, м	Температура пласта, °С
Площадная закачка пара	<200000	нет ограничений	>40	Песок Песчан.	>6	>200	<1500	нет ограничений
Паротепловые обработки	<200000	нет ограничений	>40	Песок Песчан.	>6	>200	<1500	нет ограничений
SAGD	>10000 <200000	нет ограничений	>60	Песок Песчан.	>10	>500	<1500	нет ограничений
Внутрипластовое горение	<50000 (≤100000)	наличие асфальт.комп.	>50	Песок Песчан.	>3	>50	<3000	>35
Внутрипластовой нагрев (электро- и микроволновой)	нет ограничений	нет ограничений	>40	Песок Песчан.	нет ограничений	>500	<500	нет ограничений
Закачка растворителей	<50000 (≤100000)	нет ограничений	>40	Песок Песчан.	нет ограничений	>100	нет ограничений	нет ограничений
CHOPS	<50000 (≤100000)	нет ограничений	нет ограничений	Несцем. песчан., Песок	нет ограничений	>500	нет ограничений	нет ограничений
VAPEX	>50000 <200000	нет ограничений	>50	Песок Песчан.	>10	>500	нет ограничений	нет ограничений

*) в скобках возможные в отдельных случаях