

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ В
ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие Методические рекомендации разработаны в целях реализации «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 (далее – Классификация запасов), при выполнении подсчета запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (далее - ЗапСибНГП).

Настоящие Методические рекомендации разработаны в целях реализации «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.

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) и описывают особенности подсчета запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (далее - ЗапСибНГП), в связи с особенностями его геологического строения.

Использование настоящих Методических рекомендаций обеспечивает единые подходы при подсчете, учете запасов нефти в отложениях баженовского горизонта.

Работы по подготовке МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ выполнены авторским коллективом по поручению и под руководством ФБУ «ГКЗ». Авторский коллектив: А.Д. Алексеев (ООО “Технологический центр “Бажен”), В.Г. Браткова (ФБУ “ГКЗ”), И.С. Гутман (ООО “ИПНЭ”), В.Ю. Дёмин (ООО “Технологический центр “Бажен”), В. Б. Карпов (ООО “РИТЭК”), Ю.А. Кузьмин (АУ “НАЦ РН им. В И Шпильмана”), Д.А. Метта (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), В.Д. Немова (ООО “ЛУКОЙЛ-Инжиниринг”), В.А. Ревнивых (ОАО СургутНИПИнефть), В.С. Ульянов (ФБУ “ГКЗ”), Д.В. Федорова (ПАО “НК “Роснефть”), Е.Р. Чухланцева (ФБУ “ГКЗ”), А.В. Шубина (ФБУ “ГКЗ”), А.В. Шпильман (ООО «Шпильман Бразерс»).

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1. Баженовский горизонт в соответствии с Решением 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) выделяется в разрезе мезозойского осадочного чехла ЗапСибНГП. Настоящие Методические рекомендации

применяются к нефтепродуктивными отложениям баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты.

2. Породы баженовского горизонта отличаются высоким содержанием органического вещества, которое является нефтегенерирующим и может являться породообразующим для отдельных литотипов пород данных отложений.

3. Нефть, содержащаяся в породах баженовского горизонта, относится к традиционной по составу. Содержащие нефть породы-коллекторы, выделяемые в этих отложениях, являются нетипичными (нетрадиционными).

4. Отличительной особенностью баженовского горизонта является отсутствие внешнего контура нефтеносности в связи с этим при подсчете запасов нефти и содержащихся в ней попутных полезных компонентов единицей подсчета является **объект подсчёта запасов**. Границы объекта подсчета запасов определяются расстоянием от скважины с подтвержденной (доказанной) продуктивностью и границами потенциально перспективных зон (далее – ППЗ).

5. Границы ППЗ могут определяться различными способами, в том числе методами трехмерной сейсморазведки при высокой разрешенности сигнала и использовании специальных методов обработки, а также на основании геолого-геофизических, геохимических, гидродинамических и (или) иных исследований.

6. Для вертикальной (субвертикальной) скважины при испытании в колонне, без применения методов интенсификации притока, к подтвержденной продуктивности относят дебиты нефти не менее 1 т/сут. При испытании вертикальной скважины в колонне с применением технологии гидроразрыва пласта (далее - ГРП) для подтверждения продуктивности отложений дебит нефти должен составлять не менее 5 т/сут.

При разработке баженовского горизонта скважинами с горизонтальным окончанием и многостадийным ГРП в качестве критерия промышленной нефтеносности используется величина не менее 1 т/сут на 1 стадию ГРП. Решение о промышленной значимости объекта подсчета принимается недропользователем на основе технико-экономических расчетов.

7. В связи с отсутствием водонефтяного контакта (далее – ВНК), ограничивающего объект подсчета по глубине и по площади, наличием в разрезе непроницаемых пород, которые могут стать коллекторами и отдавать нефть после проведения ГРП, весь интервал баженовских отложений рассматривается как единый объект подсчёта, несмотря на различие в литологическом строении отдельных пропластков и отсутствие гидродинамической связи между ними.

8. Подсчет геологических запасов залежей углеводородов, приуроченных к аномальным разрезам баженовского горизонта (далее – АРБ), сложенных песчаниками и алевролитами, контролирующихся структурным, литологическим факторами, и (или) наличием

межфлюидных контактов, осуществляется в соответствии Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов.

9. В процессе изучения баженовского горизонта 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: исследований керна, данных ГИС с использованием критериев выделения баженовского горизонта.

II. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ

10. Для объектов подсчета баженовского горизонта основным методом подсчета геологических запасов нефти является объемный метод:

$$Q_n = F \cdot h_n \cdot K_p \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho ,$$

где :

Q_n – геологические запасы нефти, тыс. т,

F – площадь залежи или части залежи, тыс. м²,

h_n – нефтенасыщенная толщина, м,

K_p – коэффициент пористости, д.ед.,

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.,

θ – пересчетный коэффициент, д. ед.,

ρ – плотность нефти, т/м³.

11. Метод, основанный на данных пиролитических исследований керна, является вспомогательным и может применяться для контроля подсчета запасов, выполненного объемным методом.

12. В связи с отсутствием ВНК и, соответственно, переходных зон в баженовских отложениях (исключение АРБ), при подсчете запасов выделяется только чисто нефтяная зона (далее - ЧНЗ).

III. ВЫДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ОБЪЕКТОВ ПОДСЧЁТА ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО РАЗРЕЗУ

13. Баженовская свита на западе подстилается абалакской свитой, сложенной преимущественно глинистыми отложениями; на востоке – георгиевской свитой, сложенной карбонатными и глинистыми породами (рис.1). Перекрывается - существенно глинистыми

отложениями фроловской, ахской, сортымской, мегионской, куломзинской и других свит, в которых могут содержаться собственные коллекторы.

14. Основной объем пород баженовской свиты имеет, хорошо распознаваемый по керну и данным геофизических исследований скважин (далее – ГИС), облик (рис. 1) и отличается от вмещающих пород минерально-компонентным составом: высоким содержанием органического вещества (далее – ОВ) и кремнистых пород биогенного генезиса, масштабные скопления которых не характерны для других отложений осадочного чехла ЗапСибНГП. В кровле и подошве горизонта встречаются породы, характеризующиеся смешанными свойствами: высоким содержанием ОВ, кремнезема, повышенной глинистостью. Такие переходные зоны разреза включаются в баженовскую свиту.

15. На каротажных диаграммах интервал баженовской свиты имеет характерную форму кривых (облик): аномально низкие значения индукционного каротажа, аномально высокие значения потенциал-зонда, радиоактивного и бокового каротажа.

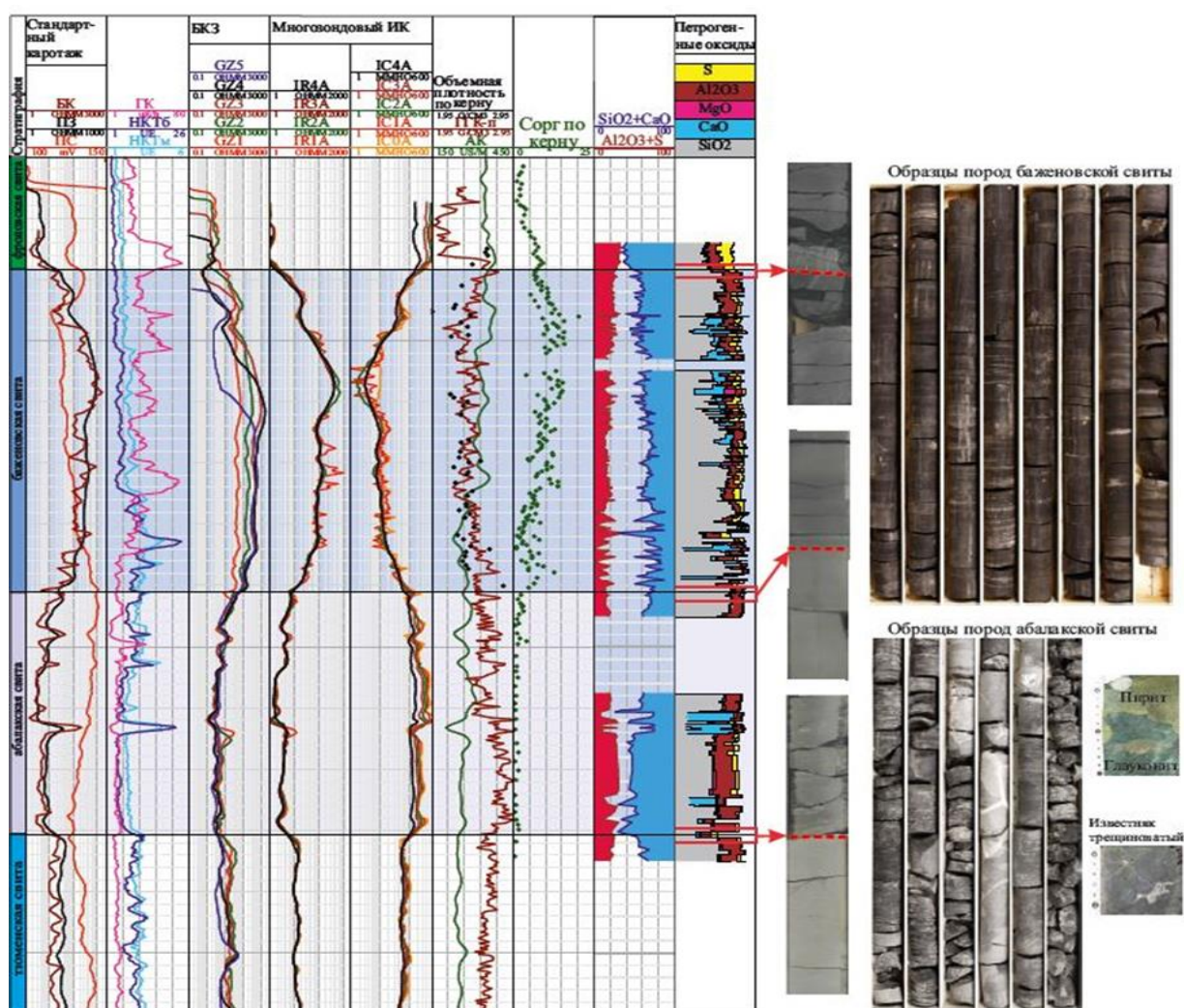


Рис. 1. Пример выделения границ баженовской и абалакской свит по данным ГИС и керна

16. Границы свит баженовского горизонта в разрезах скважин, где выполнен расширенный комплекс исследований керна и ГИС (далее – базовые скважины), устанавливаются на основании лабораторных исследований пород с контролем минерального состава по данным рентген-флуоресцентного (РФА) и рентгенофазового (РСА) анализов, петрографии в шлифах и данных ГИС (рис. 2). В скважинах, где не производился отбор и исследования керна, прослеживание границ свит баженовского-горизонта осуществляется по данным ГИС на основе признаков установленных по результатам исследования базовых скважин.

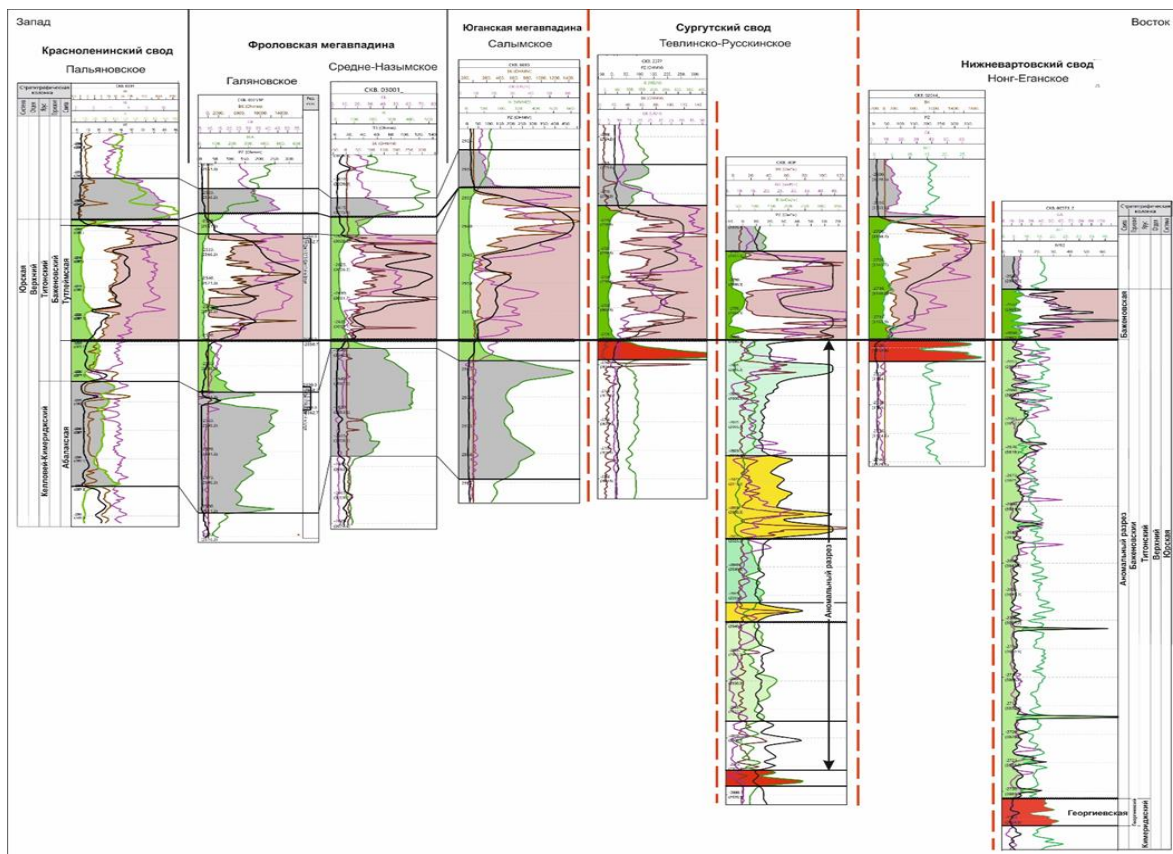


Рис. 2. Пример корреляции разрезов баженовской, тутлеймской, абалакской и георгиевской свит, а также АРБ, выравненных на подошву баженовской (тутлеймской) свиты

IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ И ПЛОЩАДИ НЕФТЕНОСНОСТИ.

17. Границы категорий запасов для объектов подсчета определяются шагом сетки между эксплуатационными скважинами и границами ППЗ. Шаг сетки между эксплуатационными скважинами (далее - L) определяется в соответствии с технологическим проектным документом, согласованным ранее или представленным на государственную экспертизу совместно с подсчетом геологических запасов или оперативным изменением состояния запасов, или по аналогии с разрабатываемым объектом подсчета запасов соседнего месторождения.

18. Границы категории запасов А для объектов подсчета запасов отложений баженовского горизонта проводятся на расстоянии, равном $0,5L$ от эксплуатационной скважины в сторону неизученной части залежи. Для объектов подсчета запасов, на которых пробурены скважины с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии $0,5L$ от добывающей скважины. При этом качество МГРП, его плотность не учитываются.

Если расстояние между различными участками запасов категории А меньше $0,5L$, то такие участки могут объединяться.

Если расстояние от границы запасов категории А до границы ППЗ меньше $0,5L$ и на этом участке проектным документом не предусмотрено бурение эксплуатационного фонда скважин, площадь категории А можно распространить до границы ППЗ.

19. Границы категории B_1 проводятся на расстоянии $2L$ от скважины с промышленным притоком нефти, но не введенной в эксплуатацию, либо на расстоянии $1,5L$ от границы категории А (рис 3).

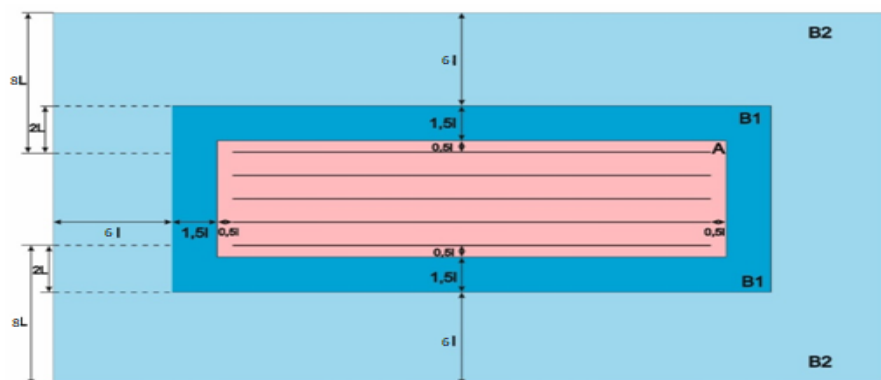


Рис. 3 Схема определения границ категорий А, B_1 , B_2

Если расстояние между различными участками запасов B_1 менее $2L$, то такие участки могут объединяться.

Если расстояние от границы запасов категории B_1 до границы ППЗ меньше $0,5L$, площадь категории B_1 можно распространить до границы ППЗ.

20. Границы категории B_2 проводятся на удалении $6L$ от категории B_1 (рис 3) или до границы ППЗ, но не далее $6L$ от границ категории B_1 .

Если расстояние между различными участками запасов B_2 менее $2L$, то такие участки могут объединяться.

21. Границы категории C_1 проводятся на расстоянии $2L$ от скважины с промышленным притоком нефти. Для объектов подсчета запасов, на которых пробурены скважины с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории C_1 проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии $2L$ от скважины, в которой получен промышленный приток нефти (рис 4).

Если расстояние между различными участками запасов C_1 менее $2L$, то такие участки могут объединяться.

Если расстояние от границы запасов категории C_1 до границы ППЗ меньше $0,5L$, площадь категории C_1 можно распространить до границы ППЗ.

22. Границы категории C_2 проводятся на удалении $6L$ от категории C_1 или до границы ППЗ, но не далее $6L$ от границ категории C_1 .

Если расстояние между различными участками запасов C_2 менее $2L$, то такие участки могут объединяться.

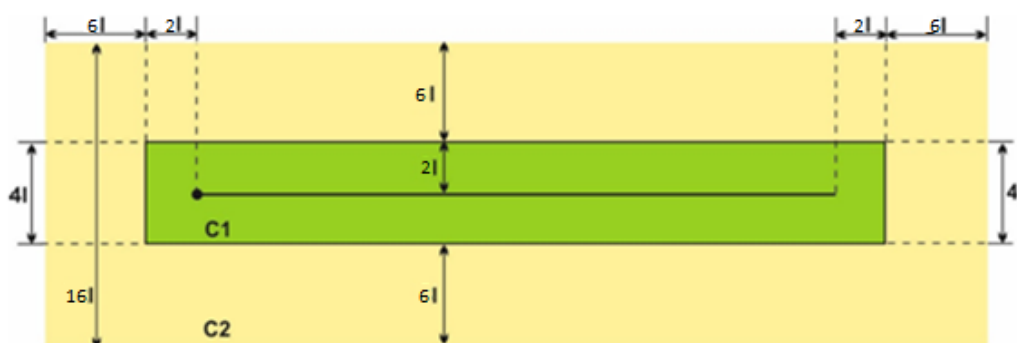


Рис. 4 Схема определения границ категорий C_1 , C_2 для скважины с горизонтальным удлинением

23. Если в границах контура объекта подсчета пробурена скважина, не подтвердившая продуктивность, граница объекта подсчета запасов проводится посередине расстояния между скважиной с подтвержденной продуктивностью и непродуктивной скважиной, но не ближе расстояния $0,5L$ от продуктивной скважины, (рис. 5). Запасы за пределами нового контура списываются с государственного баланса запасов.



Рис. 5 Схема списания запасов при отрицательном результате испытания вертикальной скважины, пробуренной в категории C_2

V. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН

23. Для определения нефтенасыщенных толщин в баженовском горизонте выделяют два типа коллекторов, различающиеся способами вовлечения в разработку:

- коллекторы I типа – интервалы разреза, породы которых вмещают пластовый флюид (нефть, газ, воду) и способны отдавать его при разработке;
- коллекторы II типа – интервалы разреза, породы которых приобщаются в разработку после применения ГРП.

24. Выделение толщин коллекторов в разрезе баженовского горизонта осуществляется по совокупности качественных признаков и граничных значений количественных параметров (например, пористость, глинистость, содержание ОВ, хрупкость), которые обосновываются по результатам анализа исследований керна и испытаний скважин. Для коллекторов II типа могут использоваться иные обоснованные критерии, например: по наличию свободной нефти.

25. Обоснование критериев выделения коллекторов по качественным и количественным признакам осуществляется на основе базовых скважин, в которых интервал баженовского горизонта охарактеризован полным комплексом исследований. Полный комплекс исследований включает:

а. исследования керна, в том числе определение: минералогического состава методами РФА и РСА анализов, пиролитических параметров (до и после экстракции), геохимических параметров ОВ, фильтрационно-емкостных (далее - ФЕС) и геомеханических свойств. Плотность отбора образцов должна составлять не менее 3 (трех) образцов на метр. Вынос керна из всего интервала горизонта базовой скважины не должен быть менее 90%. Исследования на керне выполняются в течение 12 месяцев с момента отбора керна материала.

б. специальные геофизические методы, такие как: ядерно-магнитный каротаж (далее – ЯМК), широкополосный акустический каротаж (АКШ), не менее двух методов определения пористости (ГГК-П и НК) и методы определения состава, основанные на разной физической природе (например, СГК, ГГКП-ЛП, ИННК, ИНГКС),

с. испытания скважин с инструментальным определением интервалов притока, включающим механическую и термокондуктивную дебитометрию при фиксации притока в колонне (до и после ГРП)

д. определения отдающих прослоев за колонной (например, термометрия, спектральная шумометрия).

26. На планшете по базовой скважине рекомендуется представлять определённые по керну данные: интервалы свечения керна в ультрафиолетовом свете (далее – УФ); ФЕС; результаты пиролиза (Сорг; параметры S1, S1/Сорг*100); минералогический состав.

Установление коллекторов по данным исследования керна

27. Коллекторы I и II типа формируются в кремнистых, кальцитизированных, доломитизированных радиоляритах, фосфатных и кремнисто-фосфатных породах, отличающихся от вмещающих пород более низким содержанием глини и органического вещества (ОВ).

28. Неколлекторы баженовского горизонта представляют собой карбонатно-глинисто-кремнистые тонкослоистые углеродистые и высокоуглеродистые породы, пустотное пространство которых в основном представлено микропорами, содержащими сорбированную нефть, не способную к перемещению в пласте в условиях применения современных технологий ГРП при перепадах давления, достижимых в ходе разработки.

29. Выделение интервалов коллекторов и их разделение на два типа выполняется по результатам комплекса исследований базовых скважин.

30. Общие признаки коллекторов I и II типа, устанавливаемые на керне:

- характерное для углеводородов свечение пород в УФ свете;
- пониженное содержание глини, ОВ и пирита в породах;
- повышенное содержание карбонатной и кремнистой составляющей в породах,

присутствие фосфатных разностей;

- наличие подвижной нефти (экстремальные значения пиролитического параметра S1 на графике зависимости S1 от Сорг (рис. 6 – желтые точки));
- наличие подвижной нефти по данным ядерно-магнитного резонанса;
- повышенная хрупкость пород, определенная по результатам геомеханических или акустических исследований на керне.

31. Признаки коллекторов I типа, устанавливаемые на керне:

- общие признаки коллектора (описанные выше) – яркое свечение пород в УФ;
- повышенные значения Кп до экстракции, значительно превышающие средние для данного объекта подсчета, при этом граничное значение Кп дополнительно обосновывается;
- повышенные значения Кп и Кпр после экстракции, значительно превышающие средние для данного объекта подсчета, при этом граничное значение Кп дополнительно обосновывается.

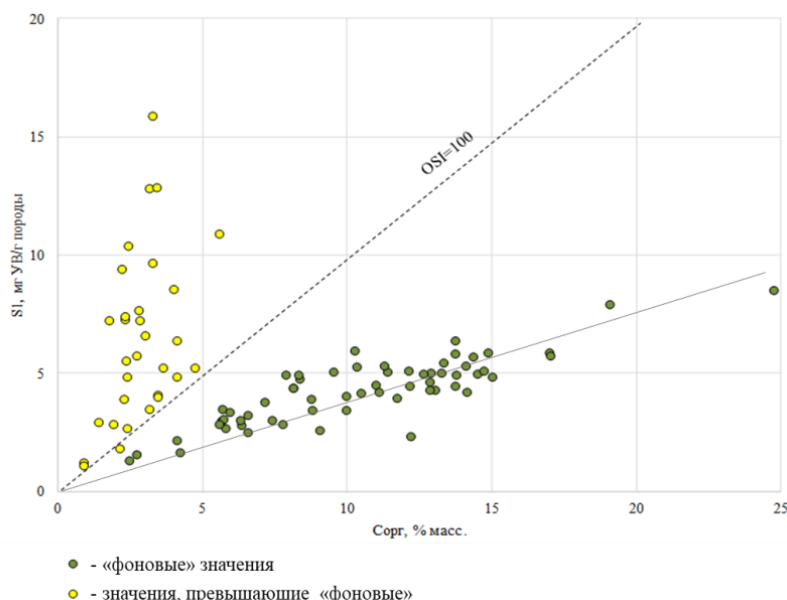


Рис. 6. Пример зависимости пиролитического параметра S1 от Сорг в породах – коллекторах (желтые) и неколлекторах (зеленые)

32. Признаки коллекторов II типа, устанавливаемые на керне:

- общие признаки коллектора (описанные выше) - неярко, пятнистое свечение керна в УФ;
- интервалы разреза толщиной более 40 см, содержащие:
 - а) скопления карбонатных и карбонатно-фосфатных линз размером первые сантиметры (рис. 7 а-в);
 - б) скопления линзовидных прослоев кремнистых или карбонатизированных радиоляритов толщиной первые десятки сантиметров (рис. 7 г, д).

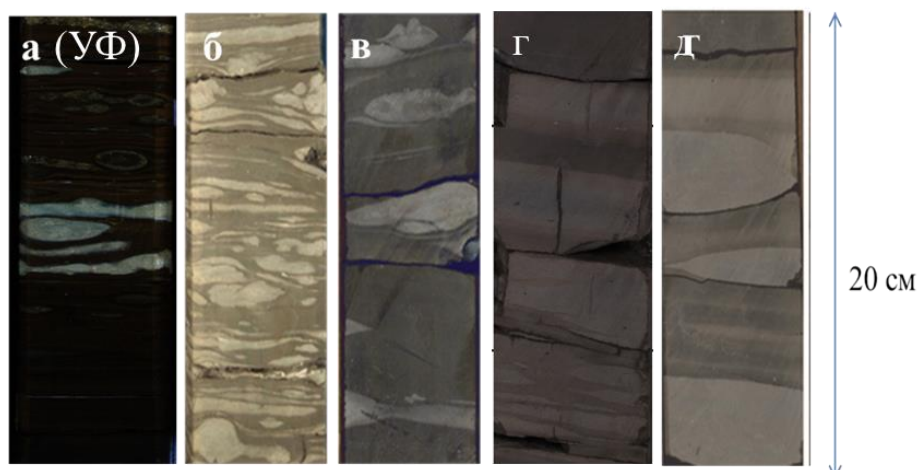


Рис. 7. Фотографии керна коллектора II типа, содержащие скопления карбонатных линз

Установление коллекторов по данным ГИС

33. Породы-коллекторы обоих типов, содержащие свободную нефть, выделяемую на спектрах ЯМК по наличию подвижного флюида и (или) по значению открытой пористости, полученной с использованием отсечки характерного значения параметра T2 - времени поперечной релаксации ядерной намагниченности пород - устанавливаемой по данным исследования керна методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Подбор граничного значения T2 выполняется путем настройки результирующей величины открытой пористости по ЯМК на керновые данные – значения пористости по газу после кратковременной экстракции. Для пород баженовского горизонта граничное значение составляет от 3-5 мс и выше по мере возрастания размеров пор.

34. При отсутствии данных ЯМК, для выделения коллекторов методами ГИС используются косвенные критерии, основанные на различиях в петрофизических характеристиках коллекторов и неколлекторов, такие как пористость, глинистость, содержание ОВ, хрупкость.

35. В связи с тем, что породы баженовского горизонта характеризуются значительной вариацией содержания породообразующих компонентов по площади и разрезу, для выделения коллекторов по ГИС используются качественные признаки, отражающие общие для них литологические особенности.

36. Коллекторы I и II типа характеризуются следующими качественными признаками по ГИС:

- понижение естественной радиоактивности (за исключением фосфатных прослоев, которые характеризуется локальными максимумами) по данным ГК;
- повышение интервальной скорости пробега упругой волны по данным АК;
- повышение значений на диаграммах ННКт;

- значения объемной плотности из диапазона средних величин ГГКп в разрезе баженовского горизонта;
- пониженные значения на расчетных кривых суммарной глинистости и органического вещества.

Вышеуказанные качественные признаки коллекторов по ГИС подтверждаются результатами анализа керна и испытаний скважин.

37. Для подтверждения достоверности методики выделения коллекторов используются материалы промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в скважинах, содержащие методы определения работающих интервалов в колонне (механическая и термокондуктивная дебитометрия) и за колонной (термометрия, спектральная шумометрия, другие).

38. В открытом стволе, в условиях достаточных для проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и формирования зоны проникновения, коллектора I типа выделяются по каротажу по качественным признакам: глинистая корка по данным кавернометрии и микрозондов; радиальный градиент удельного электрического сопротивления, фиксируемый по приращению показаний бокового каротажа над показаниями микробокового и на разноглубинных электрических методах каротажа (ВИКИЗ, многозондовый ИК).

В случае применения при бурении скважин растворов, не допускающих фильтрацию жидкости в пласт, обоснование выделения коллекторов I типа осуществляется с привлечением данных керна и промысловых исследований.

39. В базовых скважинах отнесение коллекторов к тому или иному типу осуществляется на основе получения притока:

а. если при опробовании получен приток жидкости, все интервалы пласта, обладающие качественными признаками коллектора по данным ГИС в соответствии с пунктом 36 настоящих Методических рекомендаций, относятся к коллекторам I типа;

б. Интервалы, притоки нефти из которых были получены после проведения ГРП относятся к коллекторам II типа, если их коллекторские характеристики удовлетворяют совокупности качественных признаков соответствующих пунктам 36 и 37 настоящих Методических рекомендаций.

40. Для скважин, в которых не планируется отбор керна, в обязательный комплекс ГИС включаются методы определения минералогического состава и коллекторских свойств пород. Дополнительный комплекс ГИС обосновывается на основании опыта, полученного по базовым скважинам.

41. В скважинах, пробуренных ранее с ограниченным комплексом ГИС, допускается выделять коллекторы на основании детальной корреляции разрезов скважин. С этой целью интервал баженовского горизонта в скважине делится на зоны (пачки) с близким литолого-

минералогическим составом пород на основе результатов исследования керна, диаграммы бокового каротажа, кривых естественной радиоактивности пород, индукционного и нейтронного каротажа.

42. В случае недостаточности данных для разделения коллекторов на типы в скважинах, тип коллектора и значение коэффициента пористости (K_p) принимается по аналогии с коррелируемым пропластком коллектора в базовой скважине.

43. Потенциальные коллекторы II типа могут быть выделены на основе сопоставления минералогических и пиролитических свойств по керну по граничным значениям параметров пиролиза S1 и OSI, а также соответствующим им содержаниям в породе кремнистого и глинистого вещества.

Использование прочностных свойств пород как дополнительного параметра для выделения коллекторов

44. В баженовском горизонте к хрупким относят относительно чистые кремнистые и карбонатные разности, к пластичными - породы с повышенной глинистостью и (или) высоким содержанием керогена (рис. 8).

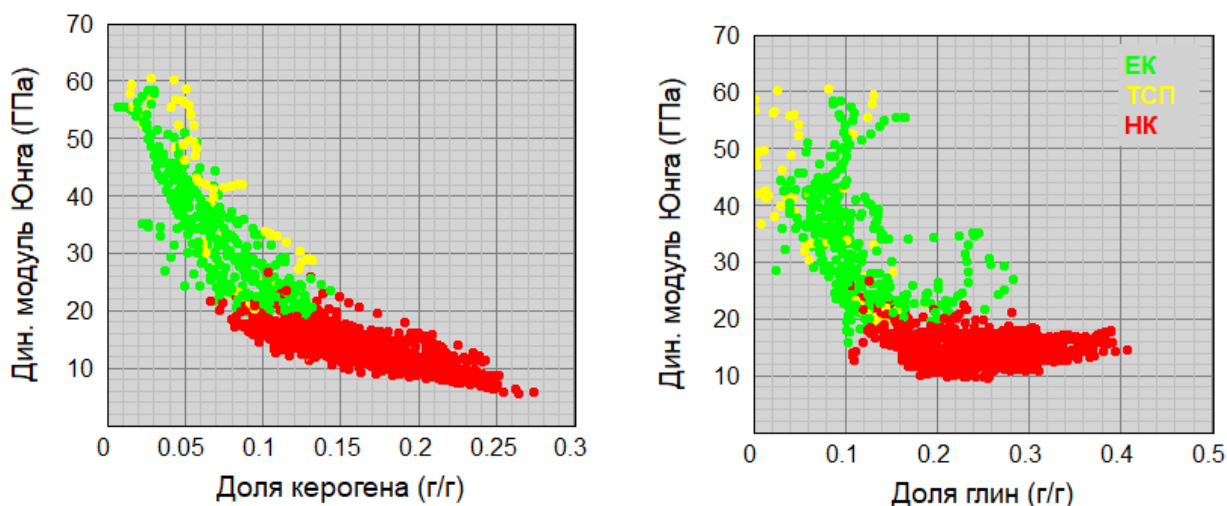


Рис. 8. Зависимости упругих свойств пород (модуль Юнга) от содержания керогена и глин.

45. Параметр хрупкости рассчитывается в виде комбинации упругих модулей: модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Для обоснования количественной отсечки при выделении хрупких интервалов можно использовать упругие модули по отдельности (рис. 9).

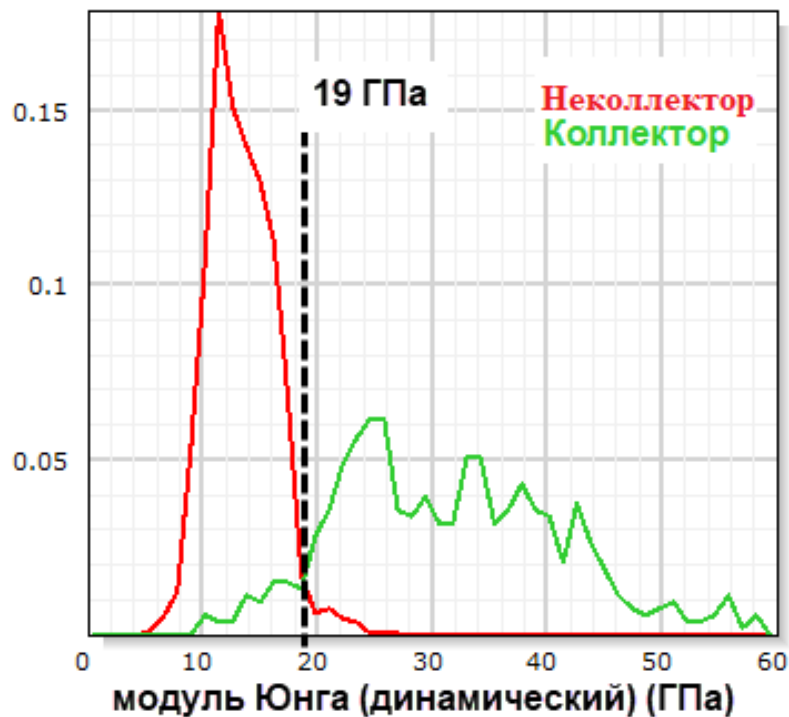


Рис. 9. Статистическое распределение значений динамического модуля Юнга по коллекторам и неколлекторам баженовской свиты.

46. Для использования динамических упругих параметров при обосновании толщины коллекторов в базовых скважинах обосновываются граничные параметры коллекторов, на их основе выполняется расчленение разреза баженовских отложений на хрупкие и пластичные породы. С учетом определения граничной пористости интервалы хрупких пород относятся к коллекторам II типа.

Расчёт нефтенасыщенной толщины.

47. Общая нефтенасыщенная толщина (h_n) при подсчете запасов нефти объемным методом может рассчитываться как сумма нефтенасыщенных толщин коллекторов I и II типов, так и как разница между общей толщиной баженовского горизонта и толщиной пропластков неколлекторов.

Для обоснования нефтенасыщенной толщины допускается применение следующих формул:

$$h_n = \sum h_I + \sum h_{II}, \text{ где}$$

h_I – толщина пропластков коллекторов I типа,

h_{II} – толщина пропластков коллекторов II типа.

$$h_n = h_{\text{общ}} - \sum h_{\text{нк}}, \text{ где}$$

$h_{\text{общ}}$ – общая толщина баженовского горизонта,

$h_{\text{нк}}$ – толщина пропластков неколлекторов

48. Карты толщин коллекторов строятся отдельно для каждого типа коллекторов, а затем суммируются. Нефтенасыщенная толщина по объекту подсчёта определяется по карте нефтенасыщенных толщин как средневзвешенная по площади по каждой категории запасов.

VI. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

49. Пористость отложений баженовского горизонта включает объём пустотного пространства, представленный открытыми и закрытыми порами, трещинами и кавернами естественного происхождения.

50. Определение пористости пород (далее - Кп керн) баженовского горизонта при изучении кернового материала осуществляется в следующем порядке:

а. С учетом оценки качества полноразмерного керна устанавливаются места отбора лабораторных образцов – точки отбора. Из каждой точки отбора изготавливается два цилиндрических образца и один образец произвольной формы весом около 10г (исследования в «одной точке»).

б. Образцы произвольной формы истираются в порошок с размером частиц 200 меш (~0,127мм) и исследуются пиролитическими методами, с целью изучения естественного остаточного насыщения пород.

с. На образцах цилиндрической формы производятся парные определения пористости по газу и абсолютной газопроницаемости в условиях естественного насыщения керна (до экстракции).

д. Очистка образцов от углеводородов (экстракция) производится неполярным растворителем (гексан или аналоги) в течение 72 часов. Непродолжительная (краткосрочная) экстракция образцов позволяет очистить основные фильтрующие каналы от пластовых углеводородов, сохранив запас механической прочности образца, необходимый для определения ФЕС в лабораторных условиях. Последующая сушка образцов производится в сушильном шкафу при температуре, не более 105°С. до стабилизации их веса.

е. Повторное после экстракции определение пористости по газу и абсолютной газопроницаемости .

ф. Повторные пиролитические исследования с целью оценки остаточного насыщения углеводородами выполняются на порошковых пробах, изготовленных из части цилиндрических образцов после их экстракции и определения ФЕС.

Значение пористости, полученное по данным лабораторных исследований образцов горных пород, может приниматься в качестве подсчетного параметра коэффициента пористости (далее - Кп) при подсчете запасов в случае, если количество лёгких углеводородных соединений в образце после краткосрочной экстракции, характеризующихся пиролитическим параметром S1 не превышает 2 мг ув/г породы.

51. Обоснование коэффициентов пористости по данным ГИС (далее – Кп по ГИС) осуществляется на основе ГИС базовых скважин, по которым проведена оценка качества независимо от выполненных калибровок аппаратуры. Диапазоны изменения ГГКп и объемной плотности по керну должны согласовываться. После чего методика определения Кп распространяется на остальные скважины в соответствии с выявленными закономерностями.

52. Кп по ГИС определяется различными способами и подходами, в том числе детерминистическим, статистическим, с применением машинного обучения. Для исключения ошибок, вызванных влиянием неучтенных факторов (например, особенностями минерального состава, типами и свойствами ОБ, ограничениями аппаратуры ГИС) определение Кп выполняется несколькими методами с учетом вариаций минерального состава по разрезу и количества ОБ в породах.

53. В базовых скважинах контроль определения Кп по ГИС осуществляется с использованием данных лабораторных исследований керна. В остальных скважинах результаты расчетов Кп должны соответствовать диапазону изменения значений по базовым скважинам. В случае недостаточной укомплектованности необходимыми методами ГИС, в скважинах Кп устанавливается по аналогии с пропластком коллектора в «базовой» скважине.

VII. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

54. Одной из геологических особенностей отложений баженовского горизонта является отсутствие в них воды.

55. Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов (далее – Кн) отложений баженовского горизонта определяется по результатам изучения керна и материалам ГИС.

56. В случае, если керн исследован в течение 12 месяцев с момента отбора, коэффициент нефтенасыщенности определяется по формуле:

$$K_n = 1 - W_v / K_p, \text{ где}$$

W_v – объемная влажность,

K_p – коэффициент пористости образца, определённый после выполнения дистилляционно-адсорбционного процесса.

Для керна, отобранного в течение периода превышающего 12 месяцев с момента отбора, данный метод не используется ввиду возможного возникновения высоких погрешностей.

57. Кн определяется по данным ГИС с учетом величины удельного электрического сопротивления пород. Для этой цели используется зависимость удельного электрического сопротивления от объемной влажности породы $\rho_p = f(W_v)$. Для построения зависимости используются охарактеризованные керном интервалы коллекторов. Удельное электрическое сопротивление пород определяется по данным бокового каротажа.

58. В случае отсутствия лабораторных исследований, K_n принимается равным 0,95.

VIII. ПЕРЕСЧЁТНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ. ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

59. Пересчётный коэффициент и плотность нефти определяются по собственным качественным глубинным (поверхностным) пробам углеводородов в лабораторных условиях, либо принимаются по аналогии с залежью данного или соседнего месторождения.

IX. ПОДСЧЕТ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

60. Технологический коэффициент извлечения нефти определяется по формуле:

$$K_{ИН} = \frac{Q_{извл}}{Q_{геол}}, \text{ где}$$

$Q_{геол}$ – объём геологических запасов, тыс. т;

$Q_{извл}$ – объём технологически извлекаемых запасов, тыс. т.

61. Прогнозная добыча нефти и технологически извлекаемые запасы нефти баженовского горизонта рассчитываются по кривым снижения добычи. Данный метод используется для технических проектов разработки, предусматривающих использование вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (далее - МГРП).

62. Подсчет и учет начальных и остаточных технологически извлекаемых запасов нефти проводится: отдельно по каждой скважине (введенной в эксплуатацию и проектной), по объекту подсчета и по объекту учета.

63. Подсчет начальных извлекаемых запасов нефти по проектным скважинам осуществляется на основе анализа изменения добычи по скважинам, введенным в эксплуатацию.

64. В скважинах, введенных в эксплуатацию, в случае высоких темпов падения добычи (более 20% в год) анализ изменения добычи проводится ежемесячно. В качестве прогнозного показателя разработки используется среднемесячный дебит. При прогнозе оцениваются статистические характеристики, включая коэффициенты корреляции.

65. Для определения остаточных извлекаемых запасов по каждой скважине (пробуренной и проектной) расчёт проводится исходя из условий выбытия из эксплуатации: достижение дебита по нефти 0,5 т/сут.

66. При определении извлекаемых запасов категории А вся площадь указанной категории разделяется на участки по каждой скважине без пересечения участков. Извлекаемые

запасы по каждой скважине, рассчитанные по кривым падения добычи (отдельно технологические), суммируются и относятся ко всему участку категории А.

67. По категориям B_1 и B_2 для расчёта извлекаемых запасов используется осреднённая кривая добычи по категории А по всем проектным скважинам при близких параметрах разработки (длина горизонтального ствола, расстояние между скважинами, объёмы ГРП и так далее) и близких геологических параметрах подсчёта запасов (h_n , K_p , K_n). Если параметры значительно различаются, для применения аналогий используется КИН, определенный по категории А.

68. Для категории запасов C_1 , C_2 используется КИН по аналогии с разрабатываемыми залежами баженовского горизонта. Для месторождений, находящихся в разведке, при реализации проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи) допускается выполнять расчет КИН по скважинам, осуществляющим добычу нефти не менее 12 месяцев (категория запасов C_1), и экстраполировать данный расчет на запасы категории C_2 .

69. В случаях отсутствия разрабатываемых залежей с аналогичными геологическими характеристиками для объекта подсчета запасов КИН условно принимается равным 0,05.