

Особенности геологического строения и концептуальные геологические модели продуктивных пластов Кочевского месторождения, запасы которых отнесены к категории трудноизвлекаемых

Н.Г. Аржиловская¹, Д.С. Баймухаметов¹, В.С. Дручин¹, П.В. Хлызов¹, М.Р. Мазитов²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть в г. Тюмени

²ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

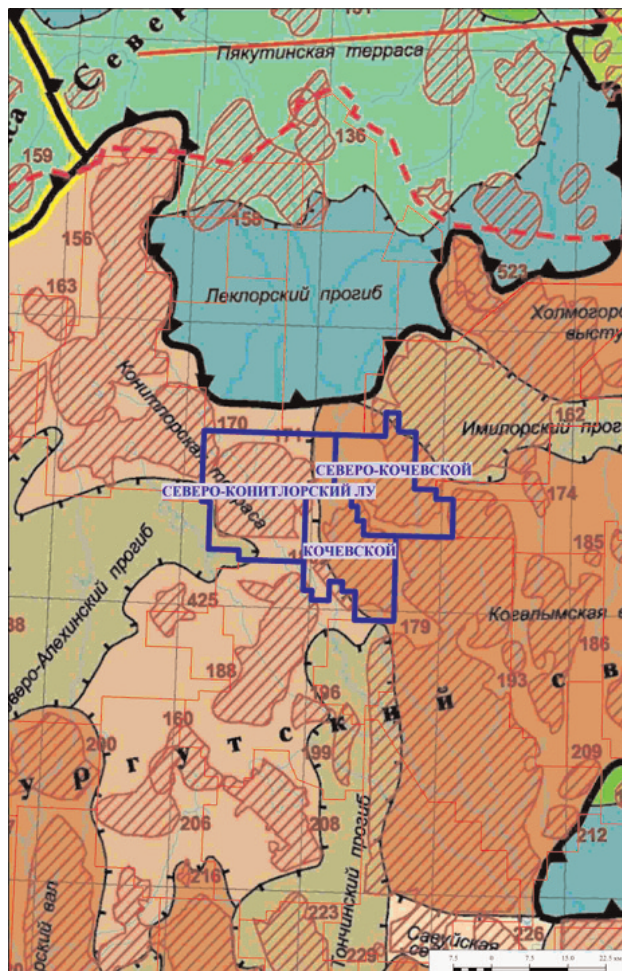
Рассмотрены характеристики нефтегазоносных комплексов с позиций их добычных возможностей и причины отставания вовлечения в разработку залежей ачимовской толщи и пласта ЮС₁. Выявлены условия формирования компенсационной ачимовской толщи и васюганской свиты на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических и геолого-промысловых данных. Определен комплекс секвенс-стратиграфических, литологических и тектонических факторов в формировании залежей нефти ачимовского и васюганского нефтегазоносных комплексов. Показано, что отнесение запасов залежей нефти ачимовского и васюганского комплексов к категории трудноизвлекаемых будет способствовать их вовлечению в разработку.

Кочевское нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На этом месторождении, как и на двух других (Северо-Кочевском и Северо-Конитлорском), входящих в Кочевскую группу месторождений, основные залежи нефти приурочены к трем нефтегазоносным комплексам (НГК): неокомскому (пласты БС₁₀), ачимовскому (пласты Ач₂₋₁₂) и васюганскому (пласт ЮС₁¹).

По тектонической принадлежности, которая во многом определяет геологическое строение, месторождения Кочевской группы приурочены к группе локальных поднятий, осложняющих Когалымскую вершину, находящуюся на северо-западном погружении Сургутского свода (рис. 1).

Кочевское месторождение открыто в 1979 г., Северо-Кочевское – в 1984 г., Северо-Конитлорское – в 1986 г. Введены в разработку все три месторождения также в течение одного десятилетия: в 1995 г. – Северо-Кочевское, в 2000 г. – Кочевское, в 2003 г. – Северо-Конитлорское. В 2008 г. (Северо-Конитлорское) и 2009 г. (Кочевское и Северо-Кочевское) построены первые геологические модели и выполнен подсчет запасов всех трех месторождений.

Очевидно, что в основе концептуальных геологических моделей использовались идентичные теоретические основы и представления о строении и генезисе формирования залежей нефти и существующий практический опыт геологов-подсчетчиков того времени. Основными факторами, определившими геометрию залежей ачимовского и васюганского НГК, являлись принципы секвенс-стратиграфической цикличности осадконакопления и литологический фактор. При этом авторами геологических моделей не отвергался в принципе тот факт,



**Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.).
Район Кочевской группы месторождений**

что формирование осадочных толщ юрского и раннемелового возрастов происходило в условиях интенсивного неравномерного прогибания дна палеобассейна седиментации и неустойчивого тектонического режима. Однако в реализации геологических моделей залежей это по разным причинам отражения не нашло.

Динамика разработки всех трех месторождений также является идентичной и отражает ее успешность с позиций добычных возможностей каждого НГК (см. таблицу).

По добычным возможностям залежи нефти продуктивных пластов Кочевской группы можно условно разделить на следующие категории.

1. Высокодебитные залежи неокомского НГК, с упруго-водонапорным режимом, их тип и геометрия определяются в первую очередь структурным фактором. Высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов в совокупности со структурным фактором, определяющим каркас залежи, обуславливают гравитационное распределение флюида внутри песчаных тел. Адекватность геологической модели залежи состоянию ее разработки зависит для этого типа залежей

Параметры	Неокомский НГК	Ачимовский НГК	Васюганский НГК
Кочевское месторождение			
Начальные запасы, тыс. т	10872	31015	10303
Накопленная добыча, тыс. т	7102	178	449
Северо-Кочевское месторождение			
Начальные запасы, тыс. т	10314	14925	3324
Накопленная добыча, тыс. т	6639	10	262
Северо-Конитлорское месторождение			
Начальные запасы, тыс. т	4383	17615	5314
Накопленная добыча, тыс. т	2115	129	352

от точности межскважинной корреляции, корректности построения структурной основы по данным сейсморазведки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), в том числе скважин, пробуренных на участках залежей, подверженных влиянию разработки.

2. Среднедебитные залежи васюганского НГК, тип и геометрия которых определяются в первую очередь структурным и литологическим факторами. Второстепенную роль для залежей этого комплекса играет тектонический фактор.

3. Низкодебитные залежи ачимовского НГК, их тип и геометрия определяются литологическим и тектоническими факторами. Второстепенную роль играет структурный фактор.

Отложения ачимовского комплекса накапливались в условиях регионального склона, неустойчивого тектонического режима и высокой скорости седиментации. В целом, по оценке экспертов, ресурсный потенциал ачимовской толщи Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна достигает 66 млрд т нефтяного эквивалента.

В настоящее время на государственном балансе РФ числится 10,4 млрд т геологических запасов нефти ачимовской толщи, а также 4,4 млрд м³ газа и 1,4 млрд т газового конденсата. На Кочевской группе месторождений при подсчете запасов 2008–2009 гг. в пределах этого комплекса выделено от шести до десяти подсчетных объектов, не согласованных между месторождениями по корреляции и индексации, в составе которых выявлены около 50 залежей нефти. Как правило, залежи вскрыты небольшим числом скважин, нередко – одной–двумя. Большие расстояния между скважинами вносили значительный элемент условности в геометризацию залежей. Определяющим при геометризации залежей являлся литологический фактор. Залежи с разным уровнем водонефтяного контакта (условного подсчетного уровня – УПУ) разделялись зонами замещения либо выделялись в от-

дельный подсчетный объект, выдаваемый за отдельный секвенс-стратиграфический цикл. За прошедшее десятилетие бурение большого количества транзитных скважин (на нижележащий и более перспективный, с позиций добычи нефти, объект васюганского НГК – пласт ЮС₁¹) в большинстве случаев не подтвердило предполагаемые зоны замещения коллектора и стратиграфического выклинивания пластов. Это стало основанием для пересмотра роли секвенс-стратиграфического и литологического факторов в определении геометрии залежей.

При полной однозначности выделения пласта Ач₉ по данным геофизических исследований близко расположенных скв. 70Р и 1545 Кочевского месторождения (рис. 2), в этих скважинах притоки нефти получены на более низких абсолютных отметках, чем притоки воды. При геометризации участков залежей оставалось предположить более сложное геологическое строение резервуара и коллектора, а также более сложное распределение нефтенасыщения по разрезу и площади.

Основная добыча нефти на Кочевской группе месторождений ведется из высокопродуктивных неокомских пластов горизонта БС₁₀, на втором месте по накопленной добыче находится пласт ЮС₁¹ васюганского НГК, минимальная накопленная добыча приходится на пласты ачимовского НГК, несмотря на то, что начальные извлекаемые запасы нефти данного комплекса на Кочевском, Северо-Кочевском и Северо-Конитлорском месторождениях составляют соответственно 59, 52 и 64 % запасов в целом по месторождению (см. таблицу). По мнению авторов, это несоответствие обусловлено следующими обстоятельствами.

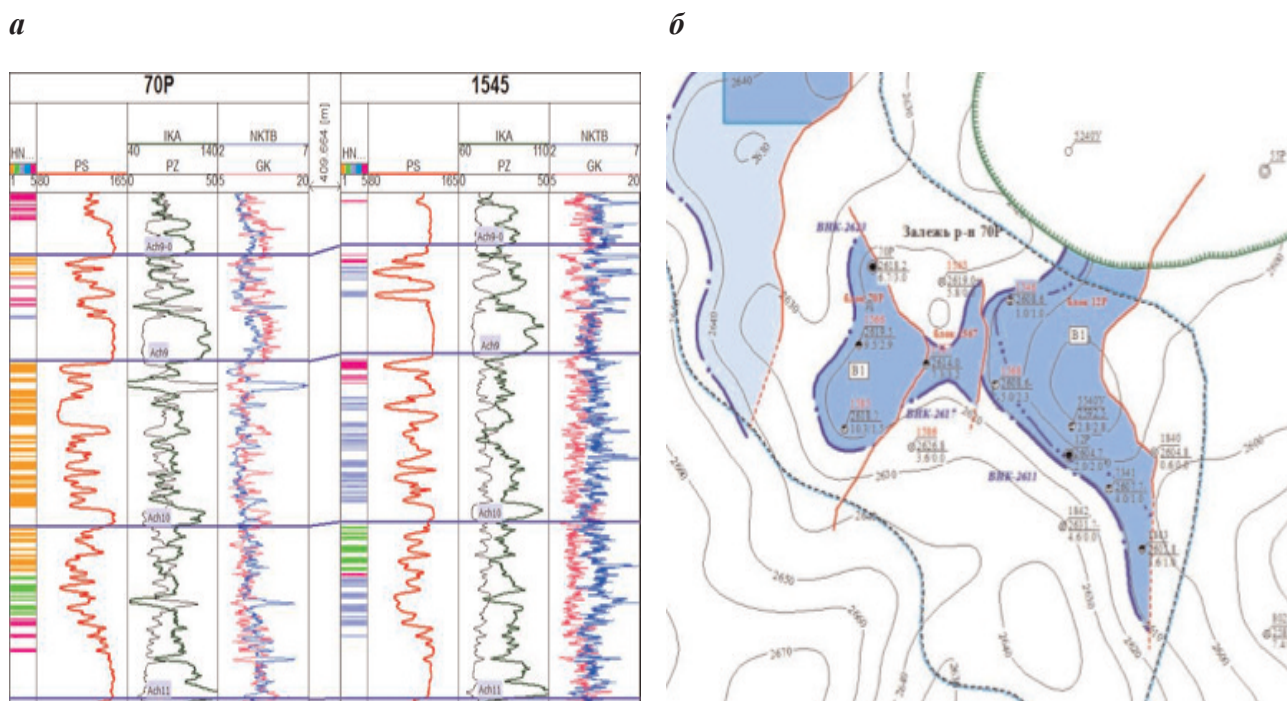


Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика скв. 70Р и 1545 (а) и пример выделения тектонических блоков для залежи в районе скв. 70Р (б) пласта Ач₉ Кочевского месторождения

1. Сложность геологического строения залежей разных НКГ, определяющая эффективность и последовательность их вовлечения в разработку (залежи неокомского комплекса находятся на поздней стадии разработки, залежи васюганского комплекса – на стадии активного эксплуатационного бурения, залежи ачимовского комплекса разрабатываются единичными скважинами, в основном углубляемыми с верхнего неокомского комплекса).

2. Низкие ФЕС, в частности проницаемость, коллекторов ачимовских и васюганских (пласт ЮС₁¹) залежей.

3. Несоответствие существующих концептуальных геологических моделей ачимовского и юрского комплексов, построенных исходя из традиционных представлений о выравнивании межфлюидных контактов внутри единой гидродинамической системы, и, как следствие, определение уровня ВНК (УПУ) по максимальной глубине доказанного опробованиями притока нефти. По мнению авторов, в построенных геологических моделях ачимовского комплекса Кочевской группы месторождений начальные геологические запасы существенно завышены (на Кочевском месторождении – в разы).

Построение адекватной концептуальной модели требует изучения и реконструкции условий осадконакопления и формирования структурного каркаса и коллекторов. Несмотря на довольно длинную историю изучения строения и формирования неокомских и ачимовских клиноформ (первые публикации А.Л. Наумова относятся к концу 70-х годов XX века), сложившиеся представления еще недостаточно раскрывают их морфологию и генезис. Данной проблемой с момента открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и до настоящего времени занимались многие исследователи, такие как Ф.Г. Гурари, И.С. Гутман, О.М. Мкртчян, А.А. Нежданов, В.А. Игошкин и другие [1–5]. Основные представления о формировании залежей ачимовского комплекса связаны с теорией секвенс-стратиграфической цикличности смен условий осадконакопления, теорией оползневого механизма «сваливания» от шельфовых пластов, формированием конусов выноса на погружениях бассейна седиментации. Неоспоримым также является установленный многочисленными палеореконструкциями факт интенсивного и неравномерного прогибания дна бассейна седиментации осадочного чехла всей Западно-Сибирской НГП во все периоды его формирования, в том числе и в юрскую и меловую эпохи. Это прогибание сопровождалось периодами тектонической активизации и смещением участков палеоповерхностей как по конседиментационным нарушениям, так и по вновь образовавшимся. Многие исследователи отмечают наличие сингенетичных процессу накопления осадочного материала тектонических нарушений, диагностируемых на временных сейсмических разрезах (рис. 3).

Одним из методов установления блокового строения нижнемеловой и юрской систем на месторождениях Широного Приобья является предложенный И.С. Гутманом метод палеопрофилирования по данным ГИС с последовательным выравниванием на поверхности седиментации (рис. 4).

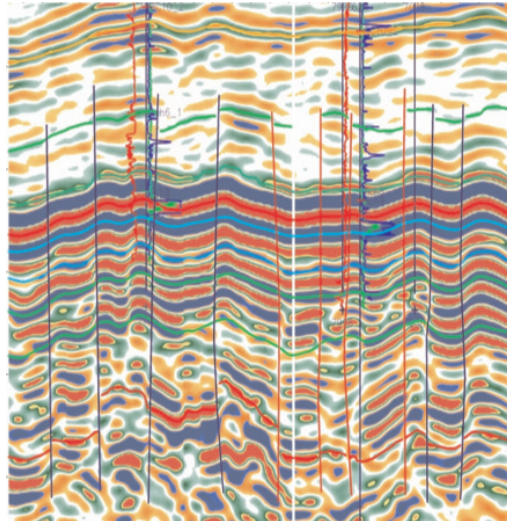


Рис. 3. Выявление тектонических нарушений в ачимовской и юрской частях разреза Кочевского месторождения по данным сейсморазведки 3D

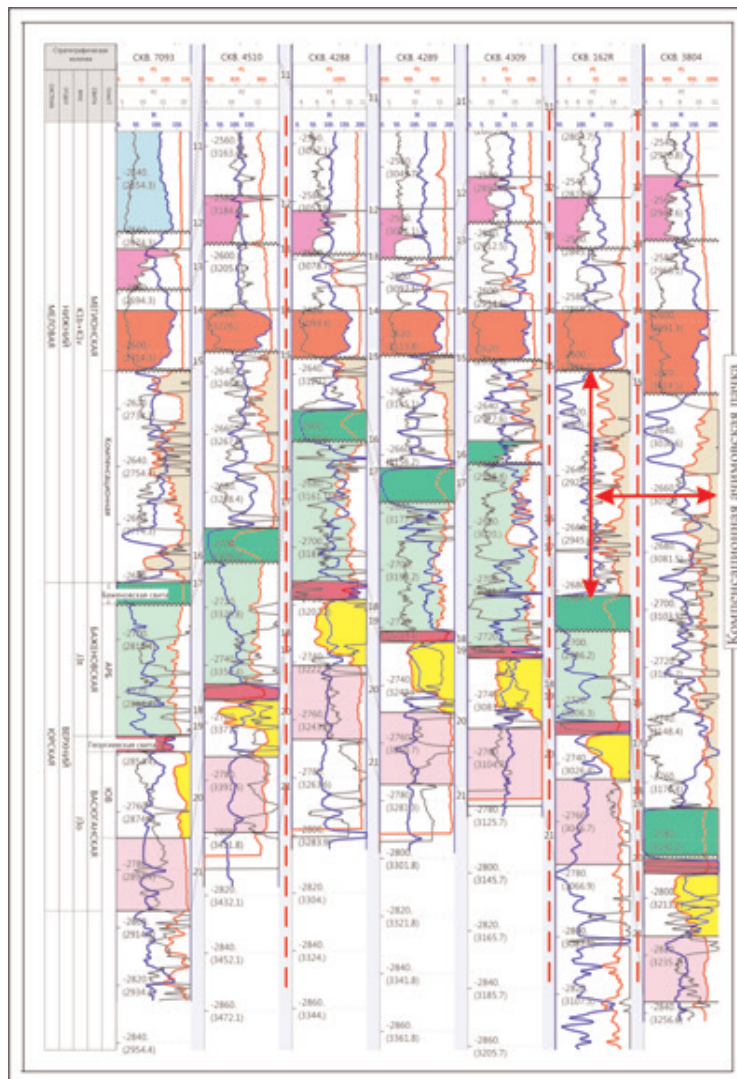


Рис. 4. Схема корреляции скважин, отражающая разноскоростное погружение компенсационной ачимовской пачки

Проявление блоковой тектоники прослеживается также при анализе условий залегания над собственно баженовской свитой верхней юры перекрывающих ее осадков ачимовской пачки нижнего мела.

На рис. 5 приведены результаты гидродинамических исследований скв. 1567 Кочевского месторождения методом снятия кривой восстановления давления с целью определения границ нарушения гидродинамической связи по пласту Ач₉.

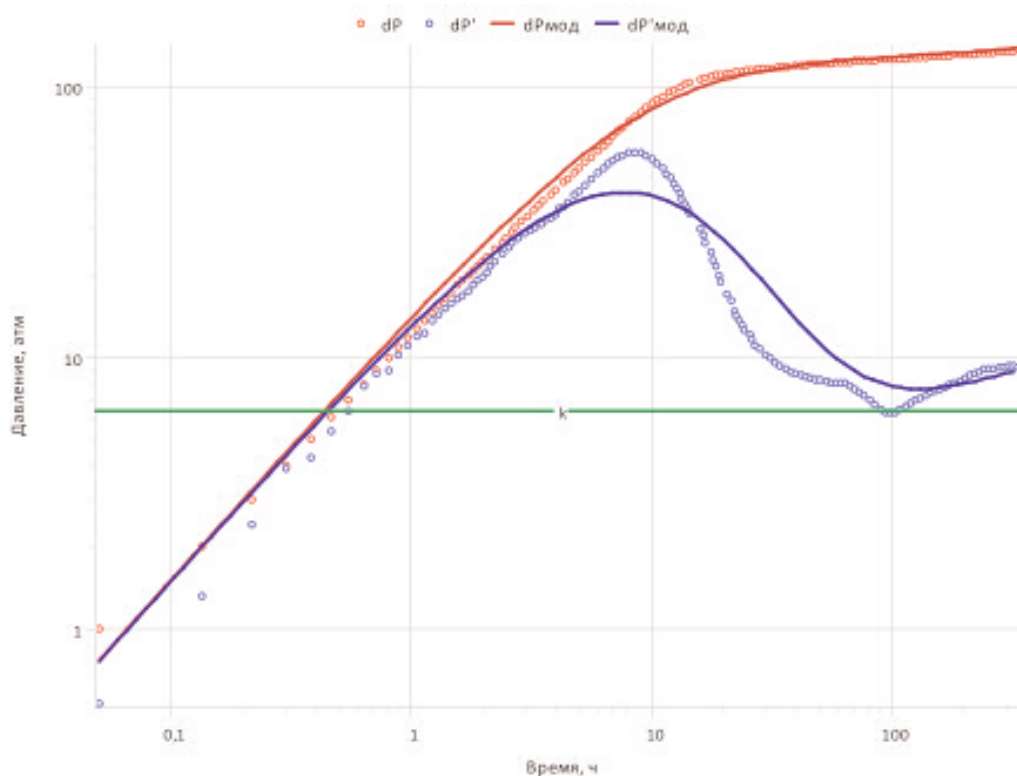


Рис. 5. Диагностический график восстановления давления в скв. 1567 Кочевского месторождения

Влияние непроницаемых или полупроницаемых тектонических нарушений (разломов) на гидродинамическую разобщенность коллекторов проявляется на всех диагностических графиках гидродинамических исследований (кривые восстановления давления и уровня). Процедура интерпретации исходной информации с использованием модели вертикальной скважины с линейной границей дала возможность оценить расстояние до границы тектонического нарушения, которая оказалась одинаковой для двух исследований в скв. 1567 и составила 240 м. В скв. 5240У по результатам аналогичного гидродинамического исследования расстояние до границы тектонического нарушения составило 115 м.

По данным описания керна скв. 82Р Кочевского месторождения отмечается наличие вертикальных трещин, по фотографиям керна в ультрафиолетовом свете наблюдается тонкослоистое чередование нефте- и водонасыщенных интервалов, так называемое «полосчатое» нефтенасыщение (рис. 6).

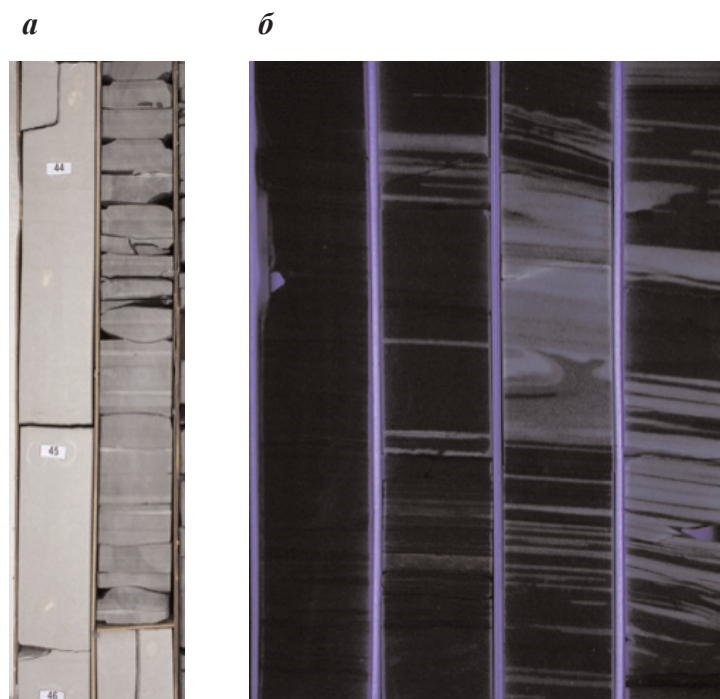


Рис. 6. Фотографии в дневном (а) и ультрафиолетовом (б) свете керна отложений ачимовской толщи, отобранного в скв. 82Р Кочевского месторождения

Таким образом, при построении концептуальных геологических моделей ачимовского и юрского комплексов Кочевского месторождения необходимо кроме традиционных представлений о секвенс-стратиграфической цикличности осадконакопления использовать комплекс геолого-геофизической и геолого-промысловой информации о блоковом строении отдельных участков продуктивных пластов, а также учитывать неравномерное нефтенасыщение коллектора по разрезу в связи с его литологическими особенностями и низкой проницаемостью.

Анализ распределения образцов пород ачимовской толщи Кочевского месторождения по проницаемости показал, что более 67 % коллекторов характеризуются средневзвешенной по толщине проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², около 30 % – проницаемостью $(1-10) \cdot 10^{-3}$ мкм², не более 3 % – $(10-50) \cdot 10^{-3}$ мкм². Коллекторы ачимовской толщи проницаемостью более $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² на Кочевском месторождении практически отсутствуют.

На рис. 7 представлены зависимости абсолютной газопроницаемости от пористости по керну, которые использовались при отнесении запасов залежей пласта ЮС₁ и ачимовской толщи к категории трудноизвлекаемых.

На Кочевском месторождении запасы нефти пласта ЮС₁¹ сосредоточены в единственной основной залежи, средняя пористость которой составляет 15 %, проницаемость – $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². При 263 парных определениях пористости и проницаемости коэффициент корреляции связи – 0,63. Запасы нефти ачимовской толщи распределены по 16 залежам 10 подсчетных объектов, объединенных в единый объект разработки, при этом охарактеризованность этих залежей керном не-

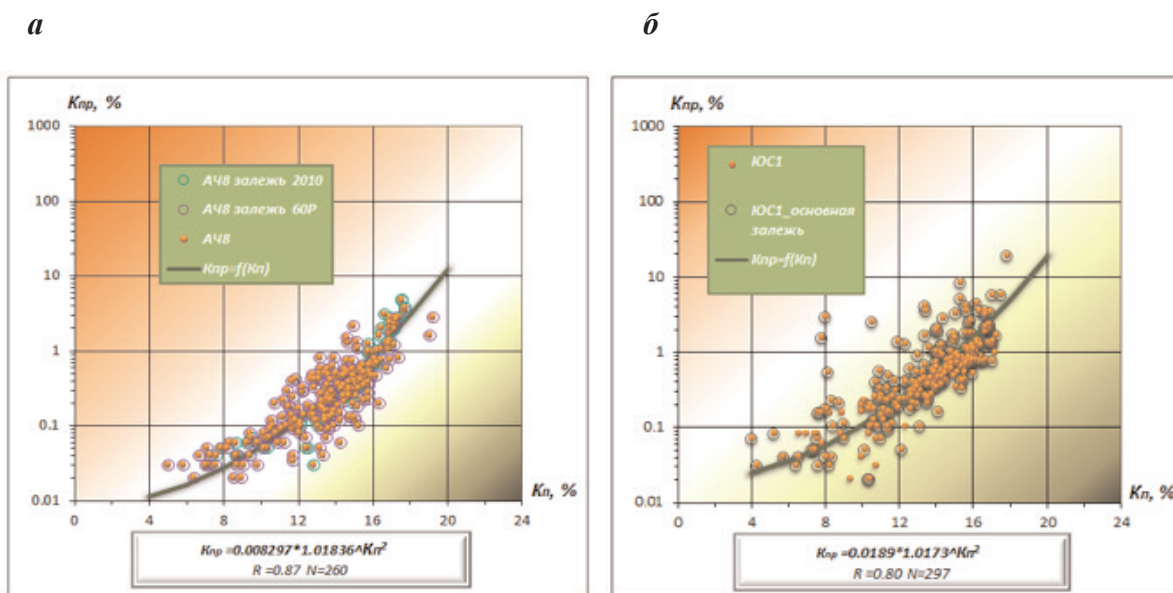


Рис. 7. Зависимости абсолютной газопроницаемости от пористости для пластов ачимовской толщи (а) и ЮС₁¹ (б) Кочевского месторождения

равномерна по площади и разрезу. Средний коэффициент открытой пористости по залежам изменяется от 15 до 17 %. Очевидно, что запасы нефти пластов, не охарактеризованных керном, пористость которых не превышает пористости залежей, из которых отобран керн (проницаемость менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² определяется для пластов ачимовской толщи при открытой пористости, равной 17 % и менее), также не могут не быть трудноизвлекаемыми, что подтверждается данными начальной эксплуатации этих пластов с трех кустовых площадок. Т.е. за редким исключением запасы нефти всей ачимовской толщи и пласта ЮС₁¹ Кочевской группы месторождений относятся к категории трудноизвлекаемых, и льготное налогообложение добычи нефти из этих пластов станет дополнительным стимулом для вовлечения этих запасов в разработку.

Представляется весьма спорной и сама априорная величина проницаемости, определяющая запасы нефти как трудноизвлекаемые по этому критерию – $2 \cdot 10^{-3}$ мкм². По мнению авторов, практически все коллекторы проницаемостью до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² требуют применения дополнительных методов интенсификации притока. Потому критерий проницаемости необходимо дополнительно обосновать и, возможно, повысить.

Выводы

1. В комплексе с результатами интерпретации данных площадной высокоразрешающей сейсморазведки, структурной и тектонической моделями детальная корреляция разрезов скважин, исследования керна, геолого-геофизическая и геолого-промысловая информация, результаты гидродинамических исследований позво-

ляют построить концептуальную геологическую модель залежи, адекватную реальному геологическому объекту.

2. Наряду с использованием принципов секвенс-стратиграфической цикличности и фациальной изменчивости процессов осадконакопления, необходимо учитывать тектонический фактор, определяющий экранирование залежей от водонасыщенной части пласта и/или их деление на блоки с ухудшенной или отсутствующей гидродинамической связью между блоками.

3. Наличие тектонических нарушений в пластах ачимовского и васюганского комплексов Кочевского месторождения подтверждается результатами гидродинамических исследований скважин, исследованиями кернового материала и геолого-промысловой информацией.

4. Исходя из распределения пород-коллекторов продуктивных пластов ачимовской толщи и ЮС₁¹ Кочевского месторождения по проницаемости, запасы всех залежей данных НГК следует отнести к категории трудноизвлекаемых, независимо от статистической характеристики залежей исследованиями керна.

Список литературы

1. *Гурари Ф.Г.* Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003 – 141 с.

2. *Гутман И.С.* Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011 – 116 с.

3. *Гутман И.С.* Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013 – 111 с.

4. *Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О.М. Мкртчян, Л.Л. Трусов Л.Л. [и др.].* – М. : Наука, 1987.

5. *Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов [и др.].* – М.: Академия горных наук, 2000. – 247 с.